

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
Кафедра разработки и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
« ____ » _____ 2017 г

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ
НА ПОЛИМЕРНОЙ ОСНОВЕ ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ
РАБОТАХ В СКВАЖИНАХ (НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Научный руководитель	_____	доцент, к.т.н.	А.А. Азеев
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Р.Д. Корниенко
	подпись, дата		
Рецензент	_____	мастер ЦРЭТ	В.В. Латковский
	подпись, дата		

Красноярск 2017

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация по теме «Исследования по использованию тампонажных составов на полимерной основе при ремонтно-изоляционных работах в скважинах (на примере Юрубчено-Тохомского месторождения)» содержит 61 страницу текстового документа, 3 приложения, 8 использованных источников, презентационный комплекс – 13 слайдов.

ВОДОПРИТОК, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ТАМПОНАЖНЫЙ СОСТАВ, РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ, ВОДОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ, ГАЗОНЕФТЯНОЙ КОНТАКТ, ТРЕЩИНОВАТЫЙ КОЛЛЕКТОР.

Объект работы – тампонажные составы в условиях трещиноватых коллекторов при водо- и газопитоке в нефтяной добывающей скважине.

Цель работы: исследование и применение тампонажных составов.

Лабораторные исследования показали, что преимущество в выборе следует отдавать составам, обладающим высокими факторами остаточного сопротивления по ограничиваемой фазе (вода, газ), а также имеющим по ней высокий критический градиент давления, и не имеющим такового по нефти:

- для изоляции водопитока составу Бонпак и аналогичным селективным составам на углеводородной основе; полимер-дисперсному составу в исследованной рецептуре и аналогичным составам, составам на основе ПАА в исследованных рецептурах и аналогичным составам;

- для изоляции газопитока полимер-дисперсному составу в исследованной рецептуре и аналогичным составам, составам на основе ПАА в исследованных рецептурах и аналогичным составам (в меньшей степени).

ESSAY

Master's thesis on the topic «Investigations on the use of oil-well backfilling on a polymer basis for repair and insulation works in wells (for example, Yurubcheno-Tokhomskoye field)» contains 61 pages of a text document, 3 applications, 8 used sources, presentation complex - 13 slides.

WATER SUPPLY, GAS FACTOR, TAMPONIC COMPOSITION, REPAIR-INSULATING WORKS, WATER-CONTACT, GAZONEFT CONTACT, CRACKED COLLECTOR.

The object of work - oil wells in the conditions of fractured reservoirs with water and gas flow in the oil producing well.

Objective: investigation and application of oil wells.

Laboratory studies have shown that the advantage in the choice should be given to formulations having high factors of residual resistance in the confined phase (water, gas), as well as having a high critical pressure gradient along it, and having no such for oil:

- to isolate water inflow to Bonpac and similar hydrocarbon-based selective formulations; Polymer-dispersed composition in the investigated formulation and similar compositions, PAA-based compositions in the formulations studied and similar compositions;

- to isolate the gas supply to the polymer-dispersed composition in the test formulation and similar compositions, PAA-based compositions in the formulations studied and similar formulations (to a lesser extent).

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов в скважинах с трещиноватыми коллекторами.....	10
2 Результаты фильтрационных исследований.....	16
3 Расчет необходимого объема составов.....	21
3.1 Алгоритм расчета водо- газоизоляционных работ в вертикальных скважинах.....	24
3.2 Алгоритм расчета водо- газоизоляционных работ в горизонтальных скважинах.....	26
4 Разработка дизайна для скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.....	29
4.1 Изоляция прорыва воды в скважине Юр22.....	29
4.2 Изоляция одновременного прорыва воды и газа в скважине Юр202.....	36
4.3 Изоляция прорыв воды в скважине Юр235.....	41
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	48
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	49
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	50
Приложение А Тампонажные составы для ограничения газопритока в продуктивных скважинах.....	52
Приложение Б Значения основных экспериментальных и расчетных параметров до и после тампонирувания модели трещины.....	54
Приложение В Результат расчета необходимого объема составов для изоляции водопритока на скважине Юр202.....	61

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-Тохомское месторождение – одно из крупнейших в Восточной Сибири, входит в число приоритетных проектов ПАО НК Роснефть. Месторождение открыто в 1982 г.. Извлекаемые запасы категории С1 основного подготовленного к разработке продуктивного объекта Р11-2 юрубченской залежи составляют около 100 млн. т, категории С2 – 71 млн. т. Коллектор представлен древнейшими рифейскими карбонатными отложениями. Массивная газовая шапка по толщине сопоставима с нефтяной зоной (средние толщины составляют соответственно 44 и 41 м) и играет значительную роль в пластовой энергии [1].

По своим характеристикам месторождение уникально и не имеет аналогов в России и мире. Пористость пород-коллекторов по различным оценкам составляет от 0,5 до 2 % и не выходит за рамки диапазонов погрешности методов геофизических исследований скважин (ГИС). При этом в породах рифейского природного резервуара широко развиты трещиноватость и кавернозность. Как и для всех карбонатных коллекторов, для рифейского резервуара характерна сильная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу и латерали, что, возможно, является причиной резких различий продуктивности близко расположенных скважин. Совокупность перечисленных геологических и технологических факторов определяет высокую сложность освоения этого месторождения [2].

К основным геологическим особенностям месторождения, влияющим на технологические решения по разработке и возможность их оптимизации, относятся:

- низкие пустотность коллектора и плотность запасов, что не позволяет применять плотную сетку скважин из-за малой накопленной добычи на скважину;
- хорошая гидродинамическая связь по продуктивной площади

месторождения, обусловленная развитой трещиноватостью, что обеспечивает большую зону дренирования скважин и дает возможность размещать скважины на расстоянии связности, подтвержденной гидропрослушивания (около 1 км), без рисков потери извлекаемых запасов;

- обширная газовая шапка;
- наличие водоносного горизонта на всей площади месторождения;
- вертикальная трещиноватость, что определяет резкое загазовывание или обводнение при увеличении депрессии;

- сложный геологический разрез с солевыми пластами и твердыми вулканическими породами, трещиноватый пласт с сильными поглощениями раствора при бурении, что обуславливает определенные требования к технологиям бурения и заканчивания скважин [1].

В 2002 г. впервые на месторождении пробурена вертикальная скважина Юр-89 с применением современных технологий отбора керна, что обеспечило его практически 100 %-ный вынос. Хотя скважина оказалась непродуктивной, впервые были выявлены новые принципиальные особенности рифейского резервуара. В процессе первичного описания и последующего детального изучения керна зафиксированы субвертикальные трещины. Они соединяют редкие для этой скважины кавернозные зоны, циклически повторяющиеся в разрезе и имеющие субгоризонтальное направление. Такие кавернозные зоны представляют собой узкие своеобразные щелевидные пустоты. Во вскрытом данной скважиной рифейском разрезе выделены три уровня развития подобных интервалов. Несмотря на то, что число субгоризонтальных кавернозных зон в разрезе оказалось невелико, их фиксация и идентификация позволили во многом пересмотреть представления о строении рифейского природного резервуара.

В 2010 г. в пределах Юрубченской залежи, в наиболее продуктивной зоне (район скв. Юр-5) были пробурены две скважины с применением технологии изолированного отбора керна. Особенности рифейского резервуара, впервые

отмеченные в скв. Юр-89, полностью подтвердились. Здесь также зафиксированы субгоризонтальные уровни развития каверн и щелевидных пустот (до 10-15 уровней), которые пересекаются вертикальными трещинами.

Очевидным для рифейского резервуара фактором, определяющим ФЭС, является трещиноватость. Для оценки параметров трещин в скважинах проводились исследования с помощью специальных приборов FMI (азимутального электрического имиджера), UBI (ультразвукового имиджера) и Sonic Scanner (многозондового прибора трехмерного акустического сканирования). По данным UBI и FMI в пределах Юрубченской залежи выделяются две основные системы преимущественно субвертикальных трещин. Углы падения трещин в среднем изменяются на 70 до 80°, раскрытость – от 100 до 400 мкм, в среднем около 300 мкм, хотя раскрытость отдельных трещин может достигать 3 мм. При пересчете на горизонтальную плоскость линейная густота трещин по скважинам колеблется от 1,2 до 12,2 м⁻¹, в среднем 2,3 м⁻¹.

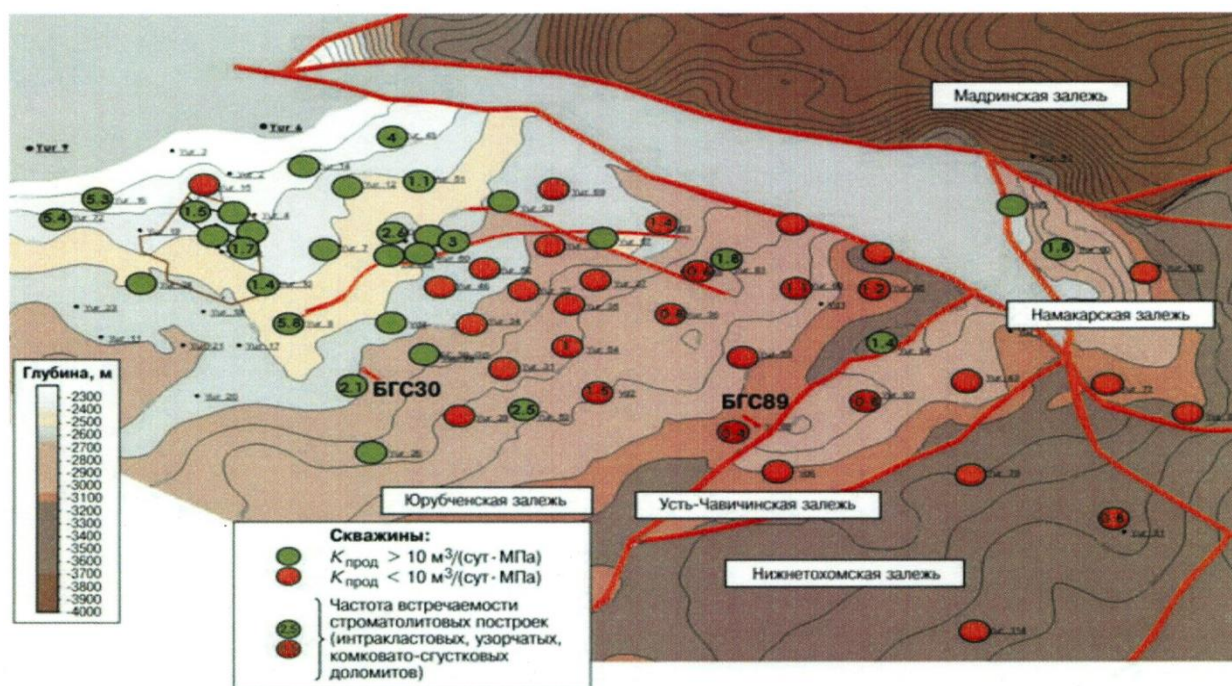


Рисунок 1 – Структурная карта поверхности фундамента с ранжированием скважин по продуктивности и частоте встречаемости строматолитовых построек [1]

По стенкам субвертикальных трещин крупных пустот выщелачивания не наблюдается, лишь в единичных случаях определяются следы миграции флюидов. Наибольшее распространение в объеме рифейского резервуара (59 %) имеют тектонические, вертикальные или субвертикальные трещины с почти полным отсутствием минерализации. Максимальная длина трещины зарегистрированной в керне, составляет 14 м. Трещины, частично заполненные вторичными минералами (доломитом или оксидами железа), составляют 34 %, субвертикальные с развитием выщелачивания по стенкам – около 7 %. Последние характеризуются наличием щелевидных пустот вдоль стенок скважин размером до 1-1,5 см (по данным описания керна). Средняя пустотность выделенных трещин в зависимости от таких параметров, как густота и раскрытость, изменяется от 0,05 до 0,5 % и составляют в среднем 0,2 %.

Таким образом основную емкость резервуара формируют кавернозные интервалы (субгоризонтальные щелевидные пустоты), а путями фильтрации являются трещины. Плотность вертикальных трещин, зафиксированная в керне, по всему месторождению примерно одинакова и составляет $2,3 \text{ м}^{-1}$.

В общем виде рифейский резервуар представлен непроницаемыми блоками (матрицей) с неэффективной пористостью (в среднем 0,8 %), системой преимущественно вертикальных трещин и субгоризонтальными кавернозными интервалами толщиной до 10-20 см. По различным оценкам по данным ГИС и анализа керна средняя эффективная пористость (трещины и кавернозные интервалы) Юрубченской залежи не может превышать 1,5 %, причем в западной части залежи она достигает 4,5 %, в среднем 1,7 %, в восточной части – в среднем около 1 %.

Продуктивность скважин контролируется не столько наличием трещиноватости, сколько сочетанием зон развития кавернозных интервалов (щелевидные пустоты) с интенсивной вертикальной трещиноватостью, что характерно для западных районов Юрубчено-Тохомского месторождения.

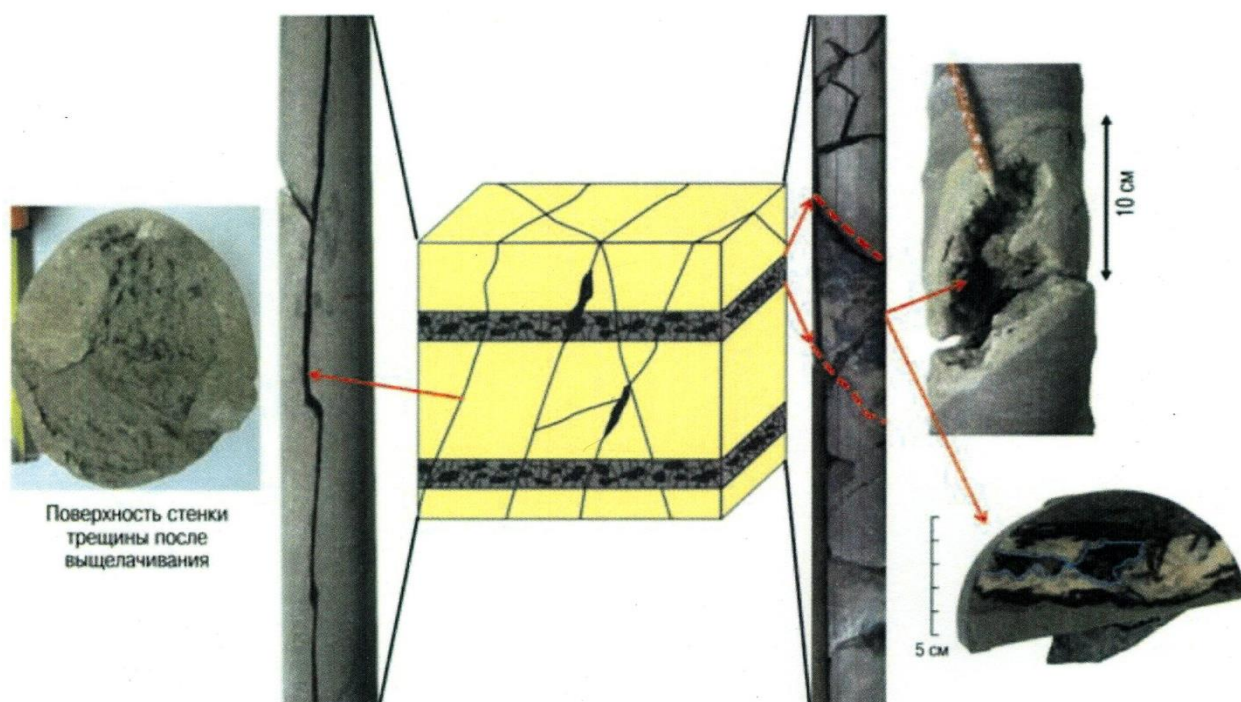


Рисунок 2 – Концептуальная модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения (на примере наклонно направленной скв. 272) [2]

Зарезка боковых горизонтальных стволов в прогнозируемых зонах с распространением кавернозных интервалов подтверждает справедливость предложенной модели. Так, в скв. Юр-30, в разрезе которой установлено преобладание интракластовых, узчатых и комковато-сгустковых доломитов, получено до 230 м³/сут безводной нефти, в скв. Юр-89, в которой число уровней развития пустот значительно меньше (три уровня) – всего 11 м³/сут безводной нефти.

Основное внимание при разработке месторождения следует уделять западной части Юрубченской залежи, где прогнозируется преимущественное развитие кавернозных интервалов (горизонтальных щелевидных пустот) в сочетании с вертикальной трещиноватостью. Восточная часть месторождения характеризуется практически полным отсутствием кавернозных горизонтальных интервалов, в связи с чем не следует ожидать высоких дебитов при ее разработке [2].

1 Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов в скважинах с трещиноватыми коллекторами

Одним из главных лимитирующих факторов при разработке нефтяных оторочек является опасность прорыва газового конуса и загазовывание продукции скважины. При этом дебиты скважины по нефти, как правило, достаточно быстро убывают во времени. Это связано с утончением по мере добычи нефти толщины нефтяной оторочки, поэтому формируются условия для прорыва газового конуса к скважине.

Особую опасность представляет собой разработка трещиноватых пластов с газовой шапкой и подошвенной водой или с близкорасположенными газовыми/водоносными пластами в связи с образованием “двухмерного конуса”, то есть быстрого прорыва газа или воды по трещинам к интервалу перфорации.

Практика показывает, что и дебиты воды в добываемой продукции во времени характеризуются наличием максимума. Нарастание дебита воды во времени происходит в связи с подтягиванием конуса подошвенной воды к скважине.

Утончение нефтяной оторочки вблизи горизонтального ствола происходит как за счет формирования газового конуса, так и за счет прогрессирующего подъема (подтягивания) конуса воды. Режим критических безгазовых дебитов нефти не допускает прорыва газового конуса к скважине. Однако он никак не препятствует постоянному подъему конуса воды.

Бороться с конусом воды путем перехода на критические безводные дебиты нефти практически нереально, так как некоторые свойства воды и нефти весьма близки. Уменьшение во времени дебита воды происходит вследствие снижения дебита нефти, динамика которого предопределяется поведением газового конуса. Для борьбы с газовыми конусами необходимо создание как подвижных, так и неподвижных экранов.

Проблема эффективности водо- и газоизоляционных работ горизонтальных и вертикальных скважинах в карбонатных пластах связана преимущественно с недостаточной изученностью вопросов, связанных с закачиванием под давлением и добычей жидкости из трещиноватых коллекторов.

В связи с этим в работе проведено обобщение современного опыта применения тампонажных составов для водо- и газоизоляции в карбонатных коллекторах, а также определение основных факторов, которые следует учитывать при подборе составов для изоляции водо- и газопритоков.

Обобщение опыта применения тампонажных составов для изоляции водопритоков на месторождениях мира с карбонатными трещиноватыми коллекторами представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Тампонажные составы для ограничения водопритока в продуктивных скважинах

Технология	Особенности технологии	География применения	Область применения	Преимущества	Недостатки
Цемент	Включение пакера в компоновку заливочных труб	Кантарел (Мексика): $t = 93^{\circ}\text{C}$, $k = 1-10$ мД, $m = 8-35\%$, $h = 30$ м	Изоляция ПЗП, док-репление гелей и других ТМ	Низкая стоимость, простая технология	Высокие риски снижения продуктивности, невозможность создания протяженных экранов, низкая эффективность
ПАА с неорганическим сшивателем (ацетатом хрома, бихроматом натрия, цитратом алюминия и др.)	Большеобъемная закачка: высокомолекулярный ПАА (ММ = 7-25 млн., СГ=12-25%) концентрацией 2-15 кг/м ³ , сшиватель – ацетат хрома или бихромат натрия, объем закачки 240-1800 м ³ /скв., в некоторых случаях перепродавка в пласт вглубь на 3 м Малообъемная закачка: концентрация полимера 60 кг/м ³ , объем закачки 4-7 м ³ /скв.	Большеобъемная закачка: Спринг Крик (Канада) Раман (Турция): гидродинамическая связь нефте- и водонасыщенных пластов через систему трещин, Рпласт = 75-102 атм, $m = 10-20\%$ Арбакл (США) Ламадан (Китай): $t = 45^{\circ}\text{C}$, $k = 0,2-0,57$ мкм ² , $m = 28-31\%$ Малообъемная закачка: Тамабра (Мексика)	Глубокая изоляция трещин, изоляция ПЗП	Низкая стоимость, хорошая устойчивость в трещине, возможность регулирования свойств геля в широких пределах	Возможность попадания ТМ в продуктивные интервалы

Окончание таблицы 1

Технология	Особенности технологии	География применения	Область применения	Преимущества	Недостатки
ПАА с органическим сшивателем (ПЭИ, полигликолями и др.)	40-50 м ³ ОСП + 1,5-3 м ³ ЗГ	Кантарел (Мексика): t=93 °С, k=1-10 мД, m=8-35%, h=30 м	Глубокая изоляция трещин, изоляция ПЗП	Хорошая устойчивость в трещине, возможность регулирования свойств геля в широких пределах	Возможность попадания ТМ в продуктивные интервалы
Гели с докреплением цементом	Концентрация 20-21%, объем закачки 4,9-10,2 м ³	Пембина (Канада)	Изоляция ПЗП	Свойственные для применяемого геля ПАА	Сложность выдержки рецептуры, при низком качестве цементирования возможен вынос
Полимер-дисперсные композиции	ОСП + мелкодисперсный кремнезем: вязкость 20-30 сПз, температурная стабильность 27-177 °С, выдерживает перепад давления 17,2 МПа	Нет данных	Глубокая изоляция трещин, изоляция трещин в ПЗП	Высокая прочность гелевой композиции, стабильность к сдвиговым деформациям	Сложность разрушения в случае загрязнения продуктивного пласта
Полимер-дисперсные композиции	ОСП + мелкодисперсный кремнезем: вязкость 20-30 сПз, температурная стабильность 27-177 °С, выдерживает перепад давления 17,2 МПа	Нет данных	Глубокая изоляция трещин, изоляция трещин в ПЗП	Высокая прочность гелевой композиции, стабильность к сдвиговым деформациям	Сложность разрушения в случае загрязнения продуктивного пласта
Кристаллический суперабсорбент	Расход сухого суперсорбента 0,1-12 т/скв., концентрация 60-240 кг/м ³ , размер частиц 1-4 мм	Грейбург и др. м/р (США)	Глубокая изоляция трещин (до 100 м)	Степень набухания 40-400 раз (для минерализованной и пресной воды)	Недостаточная механическая прочность и устойчивость к выносу из трещин
Микроцемент на углеводородной основе	Размер частиц до 10 мкм плотность 1950-1980 кг/м ³ , пластическая вязкость 50-60 сПз, фильтратоотдача 5-7 см ³ /30 мин, расход 0,2 м ³ /п.м. или 6-8 м ³ /скв., ОЗЦ 24-36 ч.	Континентальная Европа Сорочинско-Никольское, Герасимовское (Россия)	Изоляция трещин в ПЗП	Одновременное крепление заколонного пространства	Сложность подготовки материала, опасность при работе
Пенно-гелевая композиция	Высокомолекулярный ПАА (ММ=11,6 млн., СГ=24%), сшиватель – система “бихромат натрия + сульфит натрия”, ПАВ – SDS, объем закачки 200 м ³ (ПАА+сшиватель+ПАВ) + 9000 м ³ азота при н.у. (50 м ³ при скв. условиях)	Хушаошань (Китай): суммарная толщина горизонтов 55,5 м	Глубокая изоляция трещин	Повышение изолирующих свойств по сравнению с гелями	Необходимость использования аппарата для компрессирования

В процессе разработки газонефтяной залежи при снижении пластового давления ниже начального вокруг скважины образуется конус газа и при прорыве в добывающую скважину скважина загазовывается. При этом увеличивается значение газового фактора (ГФ), а фазовая проницаемость коллектора по нефти резко снижается, что приводит к снижению производительности скважины, и дебит скважины уменьшается. Обобщение опыта применения тампонажных составов для изоляции газопритоков на месторождениях мира с карбонатными трещиноватыми коллекторами представлено в таблице 2 (см. Приложение А).

На основании литературного обзора мирового опыта изоляции воды и газа на месторождениях с трещиноватыми коллекторами был составлен рейтинг тампонажных составов с целью определения их потенциальной применимости к условиям коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения (таблицы 3 и 4).

Таблица 3 – Рейтинг тампонажных составов для ограничения водопритока в продуктивных скважинах

Состав	Способность к формированию протяженных экранов	Целесообразность применения при высоких поглощениях	Технологические сроки формирования изоляционного экрана при низких температурах	Необходимость дополнительного оборудования	Стоимость реагентов	Доступность реагентов	Итого
Пеноцемент	4	4	2	1	1	1	13
ПАА с неорганическим сшивателем	1	2	2	2	1	1	9
ПАА с органическим сшивателем	1	2	1	2	2	2	10

Состав	Способность к формированию протяженных экранов	Целесообразность применения при высоких поглощениях	Технологические сроки формирования изоляционного экрана при низких температурах	Необходимость дополнительного оборудования	Стоимость реагентов	Доступность реагентов	Итого
Гели с докреплением цементом	1	2	2	2	1	1	9
Полимер-дисперсные композиции	2	2	2	2	1	2	11
Кристаллический супер-абсорбент	1	2	1	2	2	2	10
Микроцемент на углеводородной основе	3	3	2	1	3	2	14
Пенно-гелевая композиция	2	1	2	3	2	1	11

Таблица 4 – Рейтинг тампонажных составов для ограничения газопитока в продуктивных скважинах

Состав	Способность к формированию протяженных экранов	Целесообразность применения при высоких поглощениях	Технологические сроки формирования изоляционного экрана при низких температурах	Необходимость дополнительного оборудования	Стоимость реагентов	Доступность реагентов	Итого
Пеноцемент	4	2	1	2	2	1	12
ПАА с неорганическим сшивателем	1	2	2	2	1	1	9
ПАА с органическим сшивателем	1	2	1	2	2	2	10
Гели с докреплением ЗГ	1	2	2	2	3	2	12
Полимер-дисперсные композиции	2	2	2	2	1	2	11
Пенно-гелевая композиция	2	1	2	3	2	1	11
КОС	1	4	2	1	3	1	12

Оценка 1 в таблицах 3 и 4 означает максимальное соответствие критерию, а 4 – полное несоответствие.

Для качественной и долговременной защиты продуктивного интервала от водо- и газопритоков предпочтительно использовать тампонажные составы, предполагающие возможность создания протяженного экрана. Такими свойствами обладают, например, несшитые гелевые системы. Кроме того, учитывая высокие поглощения в коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения, необходимо выбирать состав, который будет эффективно кольматировать изолируемые трещины и быстро поднимать давление в процессе закачивания.

Так как рифейские пласты рассматриваемого месторождения имеют невысокие температуры, необходимо, чтобы применяемый состав мог сшиваться (гели), отверждаться (цемент или пеноцемент) или формировать другую трехмерную структуру (ПДС, абсорбенты). Следует отметить, что ряд составов требует дополнительного оборудования, что может являться фактором, затрудняющим применение технологии.

Экономическая эффективность мероприятия, наряду с другими факторами, зависит и от стоимости реагентов. При оценке тампонажных составов с этой точки зрения принимался в расчет и тот факт, что разные типы составов требуют применения различного объема. Отдельным пунктом в рейтинге является доступность реагентов, так как не все применяемые в мире составы могут быть закуплены в России.

Для изоляции водопритоков в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения были предложены ПАА с органическим сшивателем, полимер-дисперсные составы и кристаллический суперабсорбент. Для изоляции газопритоков предлагалось протестировать полимер-дисперсные и пенно-гелевые композиции.

2 Результаты фильтрационных исследований

В рамках лабораторного тестирования тампонажных материалов подобраны их рецептуры, обладающие приемлемыми технологическими характеристиками (время образования изолируемой массы, реологические свойства) в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения. Тампонажные составы для изоляции водопритока на основе суперабсорбентов не применимы в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения ввиду высокой минерализации пластовой воды. Таким образом, рекомендованы к фильтрационным исследованиям представители следующих классов тампонажных составов для изоляции водо- и газопритока:

- ПАА с неорганическим сшивателем;
- ПАА с органическим сшивателем;
- полимер-дисперсные составы;
- пеногелевые композиции;
- селективные составы на углеводородной основе (только для изоляции водопритока).

Для указанных типов составов проведен комплекс фильтрационных исследований на модели идеальной трещины для оценки эффективности тампонажных составов в технологиях изоляции водо- и газопритоков в трещиноватых коллекторах в условиях, приближенных к условиям Юрубчено-Тохомского месторождения. Установлено, что исследованные тампонажные составы проявляют эффект неравномерного снижения проницаемости, т.е. снижают проницаемость трещины в водо- газонасыщенных интервалах пласта в большей степени, чем в нефтенасыщенных интервалах. По полученным в результате фильтрационных исследований данным был определен фактор остаточного сопротивления:

$$R_{\text{ост}} = \frac{k_0}{k_n}, \quad (1)$$

где k_0 – проницаемость по жидкости или газу до тампонирования,

k_n - проницаемость по жидкости или газу после тампонирования. Данный параметр характеризует кратность снижения проницаемости модели трещины после заполнения ее тампонажным составом.

Также рассчитано значение эффекта изоляции модели трещины для испытанных тампонажных составов. Данный параметр характеризует относительное снижение проницаемости модели трещины после закачки тампонажного состава и рассчитывается по формуле:

$$\Xi = \frac{k_0 - k_n}{k_0} \cdot 100\% \quad (2)$$

Все расчетные значения указанных параметров приведены в таблице 6. Как видно из таблицы, для всех исследованных составов факторы остаточного сопротивления по нефти существенно ниже, чем по воде и газу, то есть, тампонажные составы снижают проницаемость трещины в водо- и газонасыщенных интервалах пласта в большей степени, чем в нефтенасыщенных интервалах. Таким образом, наблюдается явление неравномерного снижения проницаемости в трещиноватом коллекторе.

В ходе экспериментов определен также критический градиент давления, при котором начинается вынос тампонажного раствора из трещины. Данный параметр позволяет рассчитать необходимый радиус изоляционного экрана в пласте, исходя из планируемой депрессии (планируемого градиента давления) в ходе эксплуатации скважины и, следовательно, требуемый объем состава для успешного проведения изоляционных работ. Для нефтяного пласта указанные показатели будут определять устойчивость тампонажных составов в продуктивном пласте и, соответственно, определять параметры работы, при которых они будут оттуда вымываться (восстановление продуктивности).

Значения основных экспериментальных и расчетных параметров до и после тампонирувания модели трещины содержатся в таблице 5 (см.

Приложение Б)

В таблице 6 представлены значения критических градиентов давления, при которых наблюдается вынос тампонажных составов из модели трещины, а также значения предельного напряжения сдвига.

Таблица 6 - Значения критического градиента давления, при котором наблюдается вынос тампонажных составов из модели трещины, и предельного напряжения сдвига

№ опыта	Тампонажный состав	Критический градиент давления, атм/м	Предельное напряжение сдвига, Па
Фильтруемый агент - вода			
1	Низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	9	15,5
5	Высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	13	7,0
9	ПАА с органическим сшивателем	3	1,3
12	Полимер-дисперсный состав	20	33,2
15	Пенотелевая композиция	19	2,8
18	Селективный состав на углеводородной основе	160	н/д
Фильтруемый агент - нефть			
3	Низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	0	15,5
7	Высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	0	7,0
10	ПАА с органическим сшивателем	0	1,3
13	Полимер-дисперсный состав	0	33,2
16	Пенотелевая композиция	4	2,8
19	Селективный состав на углеводородной основе	0	0

№ опыта	Тампонажный состав	Критический градиент давления, атм/м	Предельное напряжение сдвига, Па
Фильтруемый агент – газ			
4	Низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	0	15,5
8	Высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	0	7,0
11	ПАА с органическим сшивателем	0	1,3
14	Полимер-дисперсный состав	6,5	33,2
17	Пеногелевая композиция	0,7	2,8

Для исследованных составов прямой зависимости между предельным напряжением сдвига и критическим градиентом давления не наблюдается. Поскольку первый показатель является мерой прочности тампонажного состава, а второй – совокупной характеристикой, на которую влияет как прочность состава, так и сцепление его с породой, то можно предполагать, что определяющую роль в устойчивости таких составов в трещине играет сцепление его с поверхностью.

Все исследованные составы при фильтрации воды продемонстрировали наличие критического градиента давления, ниже которого фильтрация отсутствует. Огромным значением данного параметра обладает селективный состав на углеводородной основе (“Бонпак”). Вероятно, это можно объяснить более высокой концентрацией ПАА в данном составе по сравнению с составами на водной основе.

При фильтрации газа наличие критического градиента давления продемонстрировали полимер-дисперсный состав и пеногелевая композиция. В целом эти значения значительно ниже, чем при фильтрации воды, что ожидаемо.

Фильтрация нефти через заполненную тампонажными составами трещину начинается при самых малых градиентах давления (критический градиент близок к нулю), что является положительным моментом. Исключение – пеногелевая композиция, полностью блокирующая трещину по нефти при градиентах давления ниже 4 атм/м. Причем это значение выше аналогичного при фильтрации газа, что ограничивает применение пеногелевой композиции для изоляции прорывов газа. Например, при градиенте давления от 0,7 до 4 атм/м, приходящемся в пласте на пеногелевый изоляционный экран, будет присутствовать приток газа к скважине и отсутствовать приток нефти.

Проведенные фильтрационные исследования показали принципиальную возможность применения тампонажных составов для изоляции водо- и газопритокков в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения. Выбор конкретного состава должен осуществляться в зависимости от вида и целей РИР и геологических условий объекта изоляции. Преимущество в выборе следует отдавать составам, обладающим высокими факторами остаточного сопротивления по ограничиваемой фазе (вода, газ), а также имеющим по ней высокий критический градиент давления, и не имеющим такового по нефти:

- для изоляции водопритока составу «Бонпак» и аналогичным селективным составам на углеводородной основе; полимер-дисперсному составу в исследованной рецептуре и аналогичным составам; составам на основе ПАА в исследованных рецептурах и аналогичным составам;

- для изоляции газопритока полимер-дисперсному составу в исследованной рецептуре и аналогичным составам; составам на основе ПАА в исследованных рецептурах и аналогичным составам (в меньшей степени).

3 Расчет необходимого объема составов

Все выбранные к применению в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения составы обладают селективным действием. Для выбора оптимального способа ремонта необходимо принимать во внимание как предполагаемый эффект, так и экономические соображения. Подбор технологии должен осуществляться в следующем порядке: определение группы приемлемых для ремонта составов согласно матрицам выбора, расчет необходимого объема составов, расчет предполагаемого эффекта, сравнение стоимости ремонта.

Матрицы выбора технологии и состава для ликвидации водо- и газопритоков в нефтяных добывающих скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения представлены на рисунках 3 и 4. Выбор состава, во-первых, зависит от типа поступающего флюида. Так, например, селективный состав на углеводородной основе не применим для изоляции газа в силу того факта, что его гелирование происходит только при встрече с пластовой водой. Также для изоляции газа неэффективно применение пеногеля [3].

На выбор типа состава при изоляции водо- и газопритоков также влияет средняя раскрытость трещин. Как указано, например, в работе [2], раскрытость отдельных трещин в коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения может достигать 3 мм. Так, в случае раскрытости трещин более 1 мм рекомендуется использовать составы, формирующие в пласте экран повышенной прочности, такие как полимер-дисперсный состав и селективный состав на углеводородной основе. С другой стороны, если раскрытость трещин мала, то частицы наполнителя, используемого в качестве дисперсной фазы, не будут проникать вглубь пласта, и создание эффективного экрана будет невозможно. Поэтому при малых раскрытостях рекомендуется применение составов, не содержащих дисперсной фазы.

При построении матрицы выбора технологии РИР в вертикальных нефтяных скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения (рисунок 3) предполагалось наличие зацементированной обсадной колонны. В этом случае матрица предполагает возможность закачивания составов через специальные отверстия ниже ВНК или выше ГНК в случае, когда расстояние от вскрытой части продуктивного пласта до водо- или газонефтяного контакта превышает 15 метров. Также указано, что для защиты продуктивной части пласта целесообразно проводить отсыпку либо использовать различного рода пакера для защиты продуктивной части пласта. В случае необсаженной скважины вопрос о технологии закачивания составов должен решаться исходя из геолого-технических условий в данной конкретной скважине и наличия специального оборудования, такого как, например, пакеров-ретенеров для открытого ствола.

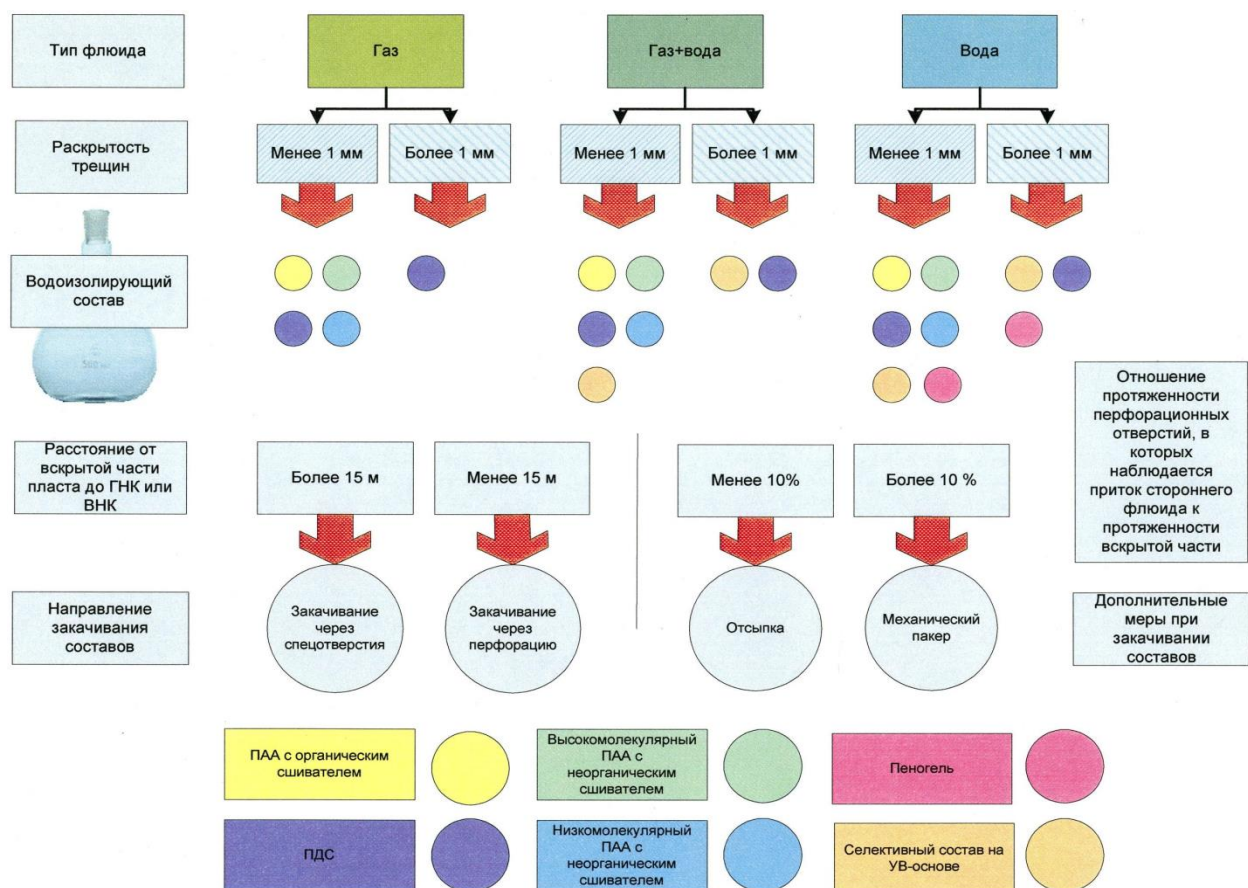


Рисунок 3 – Матрица выбора технологии изоляции водо- и газопритокков в вертикальных скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения

При проведении ремонтов в горизонтальных скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения выбор состава осуществляется из тех же соображений, что и в вертикальных. Технология закачивания подразумевает ограничение участка, который впоследствии будет подвергнут обработке тампонажными составами, с помощью временно-блокирующих составов (ВБС) или механических устройств (пакеров). Закачивание составов общим фильтром является рискованным мероприятием, так как даже после выноса составов из нефтенасыщенной части пласта, проницаемость ее снижается.

Для расчета объема конкретного состава предлагаются следующие алгоритмы.

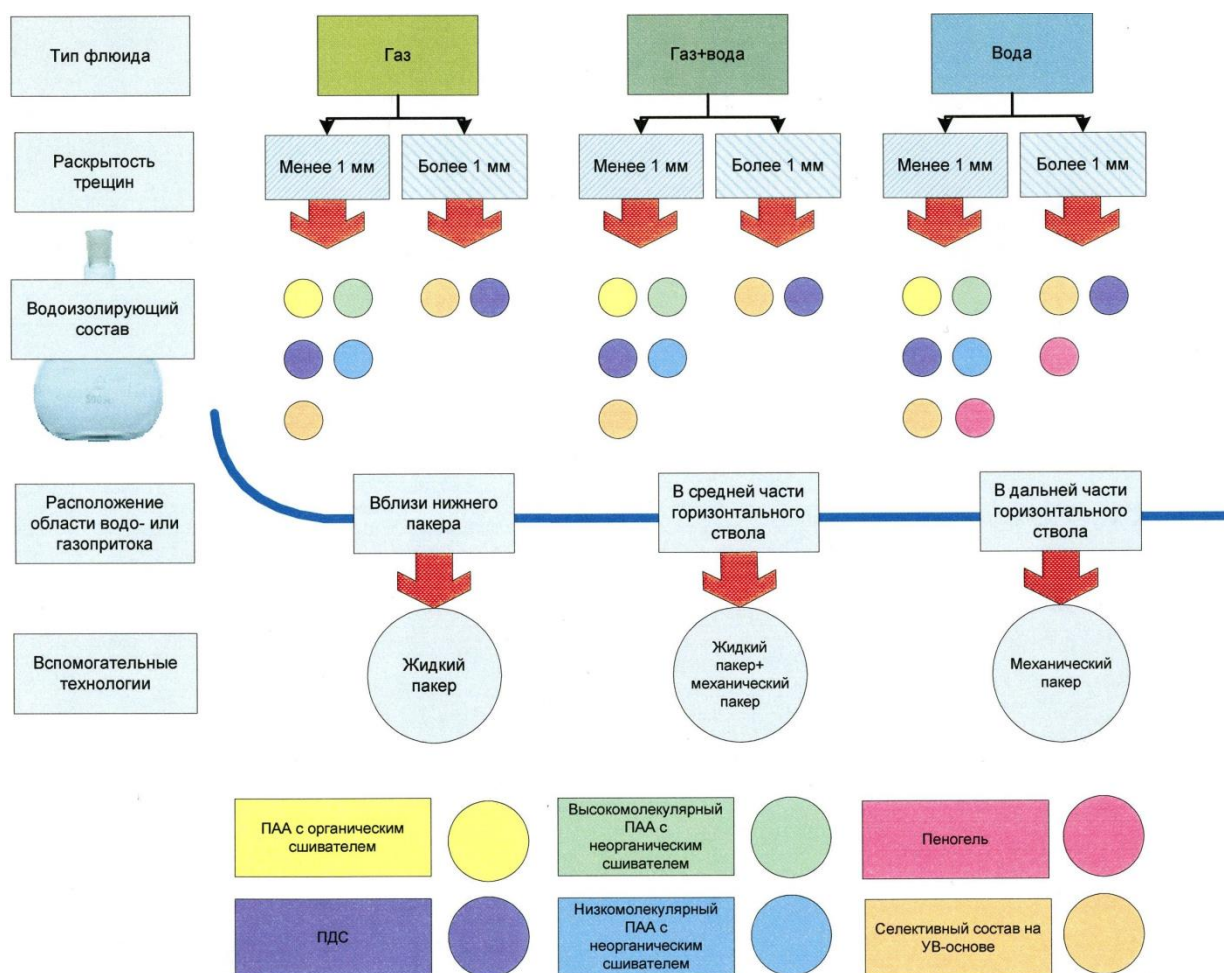


Рисунок 4 – Матрица выбора технологии изоляции водо- и газопритоков в горизонтальных скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения

3.1 Алгоритм расчета водо-газоизоляционных работ в вертикальных скважинах

1. Для рассматриваемого состава вычислить минимально допустимый размер экрана:

$$H_{\min} = \Delta P / (dp/dl)_{a,cr} , \quad (3)$$

где ΔP – депрессия на пласт,

$(dp/dl)_{a,cr}$ - критический градиент данного состава по воде (таблица 5).

В случае изоляции газа минимально необходимый размер экрана вычисляется следующим образом:

$$H_{\min} = \Delta P / (dp/dl)_{g,cr} \quad (4)$$

где $(dp/dl)_{g,cr}$ - критический градиент данного состава по газу (таблица 5).

Экран такого размера, согласно проведенным исследованиям [3], эффективно изолирует приток воды или газа в нефтяную добывающую скважину.

Следует отметить, что в случае, например, изоляции газопритока низкомолекулярным ПАА с неорганическим сшивателем, минимальный радиус экрана согласно [2] приобретает бесконечно большое значение.

Это связано с тем, что экран из такого состава будет неустойчив в области, по которой происходит прорыв газа в скважину. В таком случае необходимо определить снижение расхода газа за счет остаточного фактора сопротивления и решать вопрос об эффективности обработки с учетом экономических соображений.

2. Определить минимальный объем состава, при закачивании которого за колонну должна наблюдаться качественная изоляция водо- или газопитока, согласно выражению

$$V = \pi(r_y^2 - R_w^2)[2(r_y - R_w)\text{tg}\varphi + l_p]m_f, \quad (5)$$

где m_f - относительный объем трещин в пласте,

$$r_y = R_w + \frac{H_{\min} - l_p}{2\text{tg}\varphi}. \quad (6)$$

3. Зная предполагаемый режим работы скважины после РИР, Определить линейную скорость фильтрации через стенки скважины согласно

$$v = Q/S = Qm_f/2\pi R_w h. \quad (7)$$

4. Вычислить объемный расход, соответствующий фильтрации флюидов через модель трещины с полученной в п.3 скоростью, по формуле

$$Q = 5,4 \cdot 10^{-6} v, \quad (8)$$

результат выразить в кубических сантиметрах в минуту.

5. Согласно формулам (1)-(17) [4] определить фактор остаточного сопротивления для каждого флюида, участвующего в процессе фильтрации.

6. Рассчитать дебиты каждого флюида с учетом остаточных факторов сопротивления и возможного изменения депрессии после ремонта скважины:

$$Q_{fin} = \frac{Q_{st}}{Z} \cdot \frac{\Delta P_{fin}}{\Delta P_{st}} \quad (9)$$

где Q_{fin} - дебит флюида после РИР,

Q_{st} - расход флюида до РИР,

ΔP_{st} - депрессия на пласт до РИР,

ΔP_{fin} – депрессия на пласт после РИР,

Z – остаточный фактор сопротивления по данному флюиду.

В случае, если экран для данного флюида является устойчивым, считать фактор остаточного сопротивления по нему бесконечно большим. Если в нефтенасыщенный пласт тампонажный состав не попал, считать, что остаточный фактор сопротивления по нефти равен единице.

7. Рассчитать обводненность или газовый фактор после РИР.

3.2 Алгоритм расчета дизайна водо- и газоизоляционных работ в горизонтальных скважинах

1. Для рассматриваемого состава вычислить минимально возможный размер экрана по формулам (1) или (2).

2. В зависимости от расположения области прорыва воды или газа определить протяженность l области закачивания составов с учетом протяженности l_a области притока воды или газа и особенностей применения рекомендованных технических средств или вспомогательных составов.

3. Определить минимально возможный объем состава согласно формуле

$$V = \pi(H_{\min}^2 - R_w^2)lm_f \quad (10)$$

4. Зная данные расходомерии, определить линейную скорость фильтрации пластовых флюидов из области закачивания согласно выражению

$$v = Q_l/S = Q_l/2\pi R_w dyL \quad (11)$$

где Q_l - дебит флюида из области изоляции,

S – площадь поперечного сечения трещин, через которые осуществляется фильтрация,

d – раскрытость трещин,

y – линейная плотность трещин при пересчете на горизонтальную площадь,

L – протяженность горизонтального ствола.

Если известна трещиноватость пласта, то линейную скорость фильтрации пластовых флюидов из области закачивания можно определять согласно выражению

$$v = Q_l / S = Q_l / 2\pi R_w l m_f \quad (12)$$

В случае отсутствия данных расходомерии считать, что приток нефти наблюдается равномерно по всей протяженности ствола, а весь избыточный приток воды или газа наблюдается из области протяженностью l_a . Соответственно, дебит флюида из области изоляции определять согласно выражению

$$Q_l = Q_0 \cdot \frac{\Delta p}{\Delta p_0} \cdot \frac{l_e}{L} + \left(Q - Q_0 \cdot \frac{\Delta p}{\Delta p_0} \right) \quad (13)$$

где Q_0 – дебит пластовых флюидов при нормальном режиме эксплуатации,

Δp – депрессия на пласт при прорыве воды или газа,

Δp_0 – депрессия на пласт при нормальном режиме эксплуатации,

Q – дебит пластовых флюидов при прорыве воды или газа.

5. Вычислить объемный расход, соответствующий фильтрации флюидов через модель трещины с полученной в п.3 скоростью, по формуле

$$Q = 5,4 \cdot 10^{-6} v \quad (14)$$

выразить в кубических сантиметрах в минуту.

6. Согласно формулам (1)-(17) [4] определить фактор остаточного сопротивления для каждого флюида, участвующего в процессе фильтрации через область изоляции.

7. Рассчитать дебиты каждого флюида из области изоляции с учетом остаточных факторов сопротивления и возможного изменения депрессии после ремонта скважины.

$$Q_{l\,fin} = \frac{Q_{l\,st}}{Z} \cdot \frac{\Delta P_{fin}}{\Delta P_{st}} \quad (14)$$

где $Q_{l\,fin}$ - дебит флюида из области изоляции после РИР,

$Q_{l\,st}$ – дебит флюида из области изоляции до РИР,

ΔP_{st} - депрессия на пласт до РИР,

ΔP_{fin} – депрессия на пласт после РИР,

Z – остаточный фактор сопротивления по данному флюиду.

Если экран для данного флюида является устойчивым, считать фактор остаточного сопротивления по нему бесконечно большим.

8. Рассчитать обводненность или газовый фактор после РИР.

4 Разработка дизайна для скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

4.1 Изоляция прорыва воды в скважине Юр22

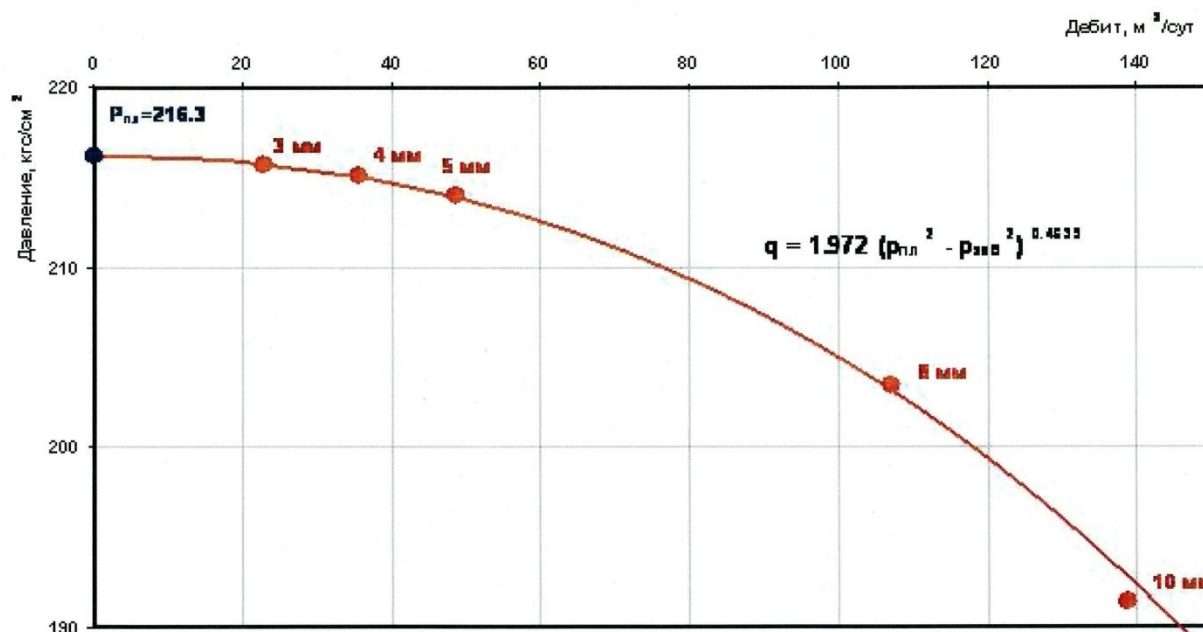
Рассмотрим в качестве примера гипотетический ремонт на скважине Юр22. Согласно матрице выбора технологий для изоляции водопритокров в вертикальных добывающих скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения, рекомендуется к применению ПАА с органическим сшивателем, высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем, низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем, полимер-дисперсный состав, пеногелевая композиция и селективный состав на углеводородной основе.

Согласно [5], ствол скважины не зацементирован в интервале 2336-2360 м (2032-2056 м. абс). Забой скважины находится на глубине 2360 м (2056 м абс). При этом ГНК расположен на уровне 2023 м, ВНК – на 2072. Данных о трещиноватости пласта нет, поэтому проведем расчет в предположении, что трещиноватость составляет 20%. Обводнение скважинной продукции происходит по трещинам в пласте с глубины 2072 м (абс). Таким образом, расстояние между забоем скважины и ВНК составляет 16м. Диаметр скважины по долоту 190мм. Экстраполяционное пластовое давление на глубине замера составляет 21,2 МПа.

В период с 20.02.2011 по 27.03.11 на скважине Юр22 проведены исследования методом восстановления давления и методом установившихся отборов. Согласно таблице 2, при эксплуатации скважины со штуцером 10 мм максимальная обводненность продукции составляет 11,6%. Будем полагать, что такая обводненность имеет место при депрессии 24,5 атм и дебите жидкости 140 м³/сут (рисунок 5). При этом будем считать, что в нормальном режиме эксплуатации обводненность продукции отсутствует, что также подтверждается результатами исследований методом установившихся отборов (таблица 7).

Таблица 7 – Состав работ на скважине 22 (фрагмент) [6]

Дата, время	D штуцера, мм	P биф MT, кгс/см ²	P затр MT, кгс/см ²	% воды	Примечание
14.03.2011 0:00	5			0.030	
15.03.2011 15:00	5			отс	
18.03.2011 5:00	5			отс	
18.03.2011 10:32	5				Считывание ФОТОНа № 10011
18.03.2011 10:35	5	70	29		Считывание ФОТОНа № 10012
19.03.2011 5:00	5			отс	
20.03.2011 4:00	8				Перевод скважины на штуцер 8 мм
20.03.2011 5:00	8			отс	
20.03.2011 10:14	8				Считывание ФОТОНа № 10012
20.03.2011 10:16	8	81	29		Считывание ФОТОНа № 10011
21.03.2011 5:00	8			2.8	
22.03.2011 5:00	8			3.8	
23.03.2011 4:00	10				Перевод скважины на штуцер 10 мм
23.03.2011 5:00	10			3.8	
23.03.2011 14:40	10			11.5	
23.03.2011 14:43	10				Считывание ФОТОНа № 10012
23.03.2011 14:46	10				Считывание ФОТОНа № 10011
23.03.2011 14:55	10			11.6	



Месторождение Юрубчено-Тохомское. Скв. Юр-22.
Дата исследования: 4.03 - 30.03.2011 г.

Рисунок 5 – Индикаторная диаграмма скважины Юр22

Экран из тампонажного состава должен заполнить околоскважинное пространство на длину не менее минимального для данного состава и депрессии размера. Однако в условиях вышеописанной конструкции закачивание селективных составов через специальные отверстия в водонасыщенном пласте не представляется возможным.

Рассмотрим ситуацию, когда закачивание составов производится общим фильтром в отрытый ствол в интервал 2336-2360 м (2032-2056 м абс). Расчет необходимых объемов составов приведен в таблице 8. При проведении расчетов размер экранов рассчитывался для депрессии, при которой наблюдается прорыв воды к скважине, то есть, для 24,5 атм. При той же депрессии вычислялся и дебит нефти после РИР. Так как из всех указанных составов только пеногелевая композиция имеет ненулевой критический градиент давления при фильтрации нефти, из нефтенасыщенной зоны остальные тампонажные составы будут со временем выноситься. При

применении пеногелевой композиции на данной скважине необходимо, чтобы в радиальном направлении радиус экрана составлял не более 6,1 м.

Таблица 8 – Результат расчета необходимого объема составов для изоляции водопритока на скважине Юр22 при закачивании общим фильтром

Состав	Критический градиент по воде, атм/м	Остаточный фактор сопротивления по нефти	Остаточный фактор сопротивления по воде	Минимально необходимая протяженность экрана, м	Протяженность экрана в радиальном направлении, м	Минимально необходимый объем состава, м ³	Дебит нефти при прорыве нефти, м ³ /сут	Дебит воды при прорыве воды м ³ /сут	Обводненность макс, %
ПАА с органическим сшивателем	3	1137,6	14746	8,17	1,63	66,4	0,11	0,0011	1,00
Высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	13	9,5	14006	1,88	0,52	4,1	12,99	0,0012	0,01
Низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	9	28,5	35167	2,72	0,67	7,6	4,34	0,0005	0,01
Полимер-дисперсный состав	20	7,0	590506	1,23	0,41	2,1	17,74	0,0000	0,00
Пеногелевая композиция	19	2585,0	820	1,29	0,42	2,3	0,05	0,0198	29,26
Селективный состав на углеводородной основе	160	1969,4	380356	0,15	0,22	0,17	0,06	0,0000	0,07

Как видно из таблицы 8, данное условие выполняется, значит и экран из пеногелевой композиции будет неустойчив. Максимальный дебит воды рассчитывается из условия неустойчивости экрана для оценки последствий проведенной изоляции.

Расчет показывает, что изоляция водопритока при использовании любого из рассмотренных составов достигается. Однако, при закачивании общим

фильтром происходит значительная кольтатация нефтенасыщенной зоны пласта, в связи с чем будет иметь место значительное (в 7 и более раз) сокращение дебита нефти. Кроме того, при применении пеногелевой композиции эффект от обработки вообще будет негативным, так как дебит нефти сокращается практически до нуля даже при выносе экрана из нефтенасыщенной зоны.

Таким образом, для сравнения имеет смысл рассмотреть технологию закачивания составов в нижнюю вскрытую часть пласта. Допустим, такая технология существует, и закачивание производится в нижний интервал скважины протяженностью два метра. Результаты расчета представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результат расчета необходимого объема составов для изоляции водопритока на скважине Юр22 при закачивании в подошву продуктивного пласта

Состав	Критический градиент по воде, атм/м	Остаточный фактор сопротивления по нефти	Остаточный фактор сопротивления по воде	Минимально необходимая протяженность экрана, м	Протяженность экрана в радиальном направлении, м	Минимально необходимый объем состава, м ³	Дебит нефти при прорыве нефти, м ³ /сут	Дебит воды при прорыве воды м ³ /сут	Обводненность макс, %
ПАА с органическим сшивателем	3	1137,6	14746	8,17	1,63	30,2	71,38	0,0011	0,00
Высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	13	9,5	14006	1,88	0,52	0,9	105,83	0,0012	0,00
Низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем	9	28,5	35167	2,72	0,67	1,9	100,26	0,0005	0,00
Полимер-дисперсный состав	20	7,0	590506	1,23	0,41	0,4	109,51	0,0000	0,00
Пеногелевая композиция	19	2585,0	820	1,29	0,42	0,4	106,80	0,0198	0,02
Селективный состав на углеводородной основе	160	1969,4	380356	0,15	0,22	0,0	112,66	0,0000	0,00

Для расчета дебита нефти после РИР применялись следующие приближения: приток нефти происходит равномерно по всей длине открытого ствола, перераспределения потока нефти после РИР не происходит, дебит нефти сокращается пропорционально остаточному фактору сопротивления материала только в области, занятой гелантом. Протяженность такой области состоит из протяженности области закачивания (в данном случае – 2 м) и минимального размера экрана, так как распространение состава идет не только вниз, в область прорыва воды, но и вверх по трещинам. Очевидно, что с учетом фазовых проницаемостей, заполнение составом нефтенасыщенной части пласта будет меньшим по сравнению с водонасыщенной зоной, однако для оценочных сравнений будем считать, что распространение составов вертикально-симметричное.

Расчет показывает (таблица 9), что в этом случае при использовании любого указанного тампонажного состава потери дебита нефти при неизменной депрессии составят от 9 до 42%. Максимальное сохранение дебита нефти будет наблюдаться при использовании селективного состава на углеводородной основе в силу его высоких прочностных характеристик. Следует отметить, что динамика выноса тампонажного состава из пласта в случае, когда депрессия на экран превышает критическое значение, не исследовалась. Однако, очевидно, что со временем остаточный фактор сопротивления по нефти будет падать, а дебит нефти будет стремиться в пределе к значению до РИР.

Таким образом, в случае, когда конструкция скважины не позволяет проводить закачивание составов избирательно в водонасыщенную часть пласта, целесообразно максимально защитить продуктивную часть, а закачивание производить в минимально возможный нижний интервал при изоляции водопритока, и в минимально возможный верхний интервал в случае изоляции газопритока.

Отдельно следует отметить, что при применении любого из рассматриваемых составов для изоляции водопритока на скважине Юр22

необходимо принимать в расчет, что их минимально необходимые объемы существенно различны, что в свою очередь влияет на стоимость обработки. Кроме того, к примеру, селективный состав на углеводородной основе требует предварительного закачивания углеводородной жидкости, так как при встрече с водой может иметь место преждевременное сшивание состава, что повышает риски при проведении таких обработок. Все эти факторы должны быть учтены при окончательном выборе состава и технологии его закачивания.

4.2 Изоляция одновременного прорыва воды и газа в скважине Юр202

Эффективная длина горизонтального ствола скважины Юр202 составляет 1084 м. Диаметр скважины по долоту 152,4 мм. Толщина нефтенасыщенной зоны составляет 49 м, расстояние от горизонтального ствола до подошвы пласта 14 м (рисунок 6). Экстраполяционное пластовое давление на глубине замера 215,9 атм (рисунок 7).

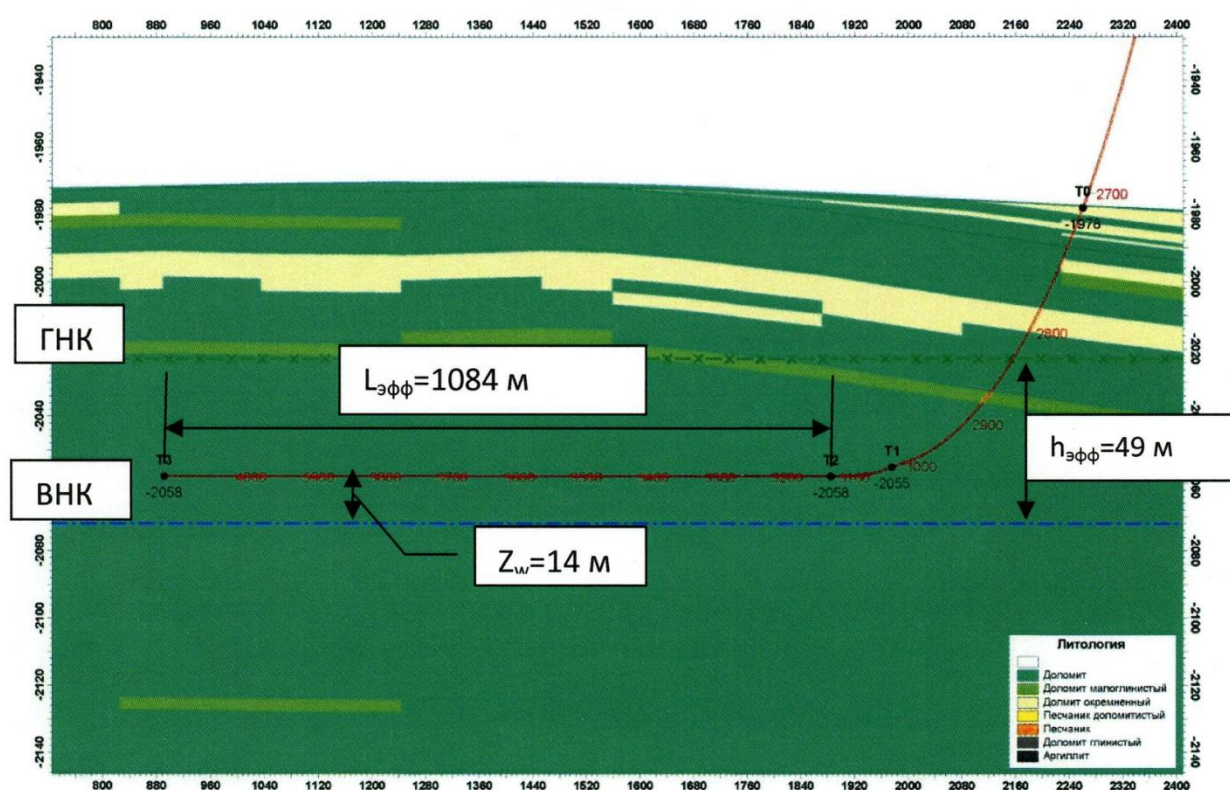


Рисунок 6 – Ход исследования скважины 202 методом установившихся отборов [7]

Информация о размере трещин в области прорыва воды или газа нет, поэтому будем рассматривать все варианты составов, предусмотренные матрицей (рисунок 4). Таким образом, необходимо рассмотреть ПАА с

органическим сшивателем, высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем, низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем, полимер-дисперсный состав и селективный состав на углеводородной основе.

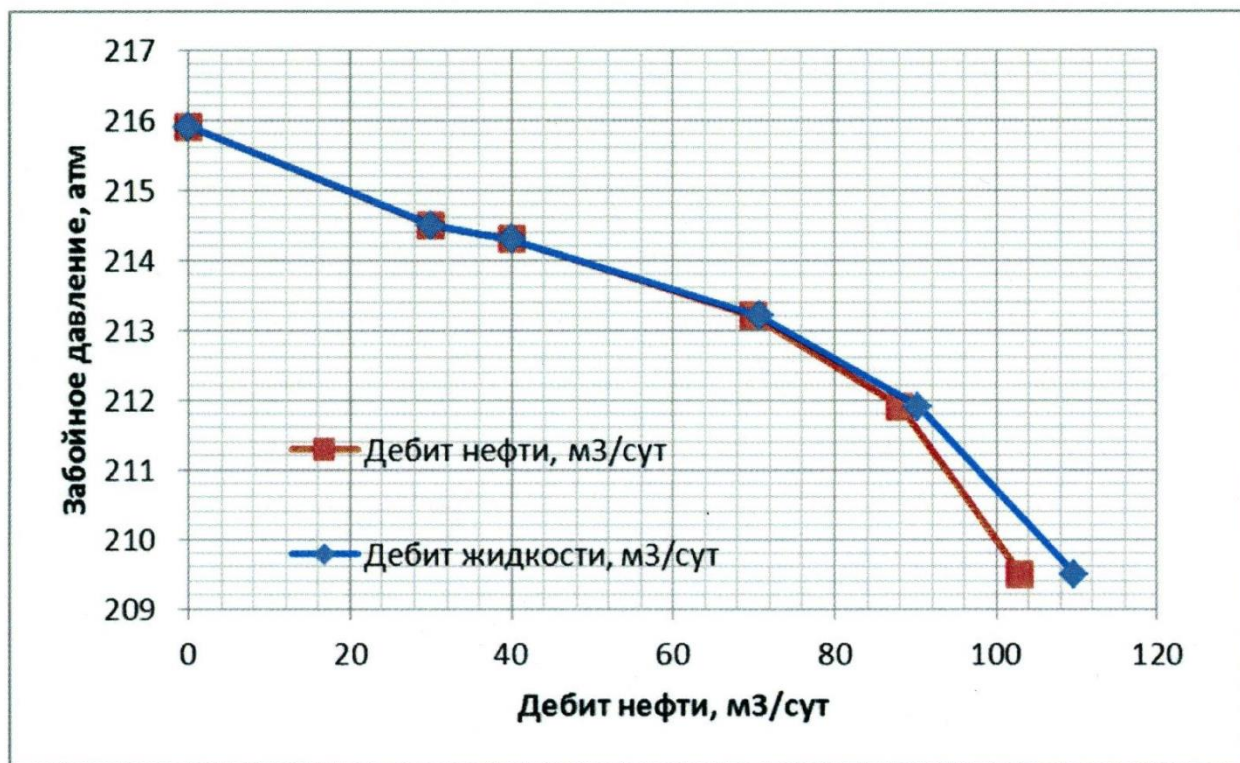


Рисунок 7 – Индикаторная диаграмма скважины 202 Юрубчено-Тохомского месторождения в координатах забойное давление (атм) на гл. 2991,46 – дебит нефти м³/сут [7]

Рассмотрим ситуацию, при которой прорыв воды или газа наблюдается, например, из интервала 3520-3580 м по стволу, где вторичная пористость максимальна (рисунок 8). Так как участок прорыва находится в средней части горизонтального ствола (рисунок 8), целесообразно использовать ограничивающие пакера. Вместо дальнего пакера можно использовать временно блокирующий состав (ВБС). Объем ВБС определяется исходя из протяженности интервала, который следует отсечь, и радиуса скважины по долоту. Для рассматриваемого типа ремонта протяженность отсекаемого

интервала составляет 514 м, диаметр скважины по долоту 152,4 мм. Таким образом, в горизонтальном стволе необходимо разместить 37,5 м³ временно блокирующего состава.

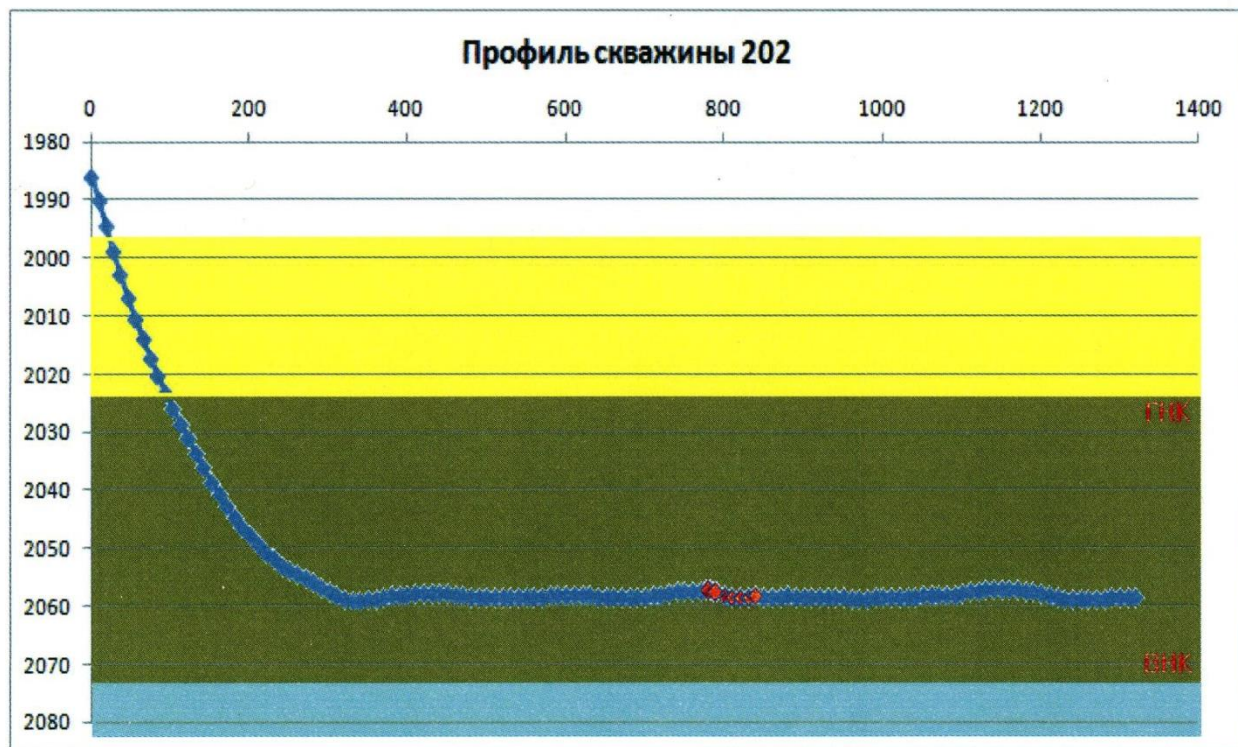


Рисунок 8 – Профиль скважины 202 Юрубчено-Тохомского месторождения. На рисунке цветом выделен участок предлагаемого прорыва воды и газа.

При проведении исследований на штуцере 10 мм 11.01.2012 в 16:00 были получены следующие данные [7]: депрессия на пласт 10,5 атм, дебит жидкости 165,5 м³/сут, плотность жидкости 0,862 г/см³ (862 кг/м³), массовая доля воды 45,9%. Таким образом, получается, что дебит жидкости составил 142661 кг/сут, дебит нефти 77179,6 кг/сут или (с учетом плотности нефти в поверхностных условиях 821 кг/м³) 94 м³/сут. Таким образом, объемная обводненность составит 43,2%, а дебит воды 71,5 м³/сут. Газовый фактор на тот момент составлял около 800 м³/м³, соответственно дебит газа примем равным 75,2 тыс. м³/сут.

Для оценки нормальной работы скважины выберем режим, при котором значение обводненности невелико. К примеру, будем считать, что нормальный режим работы скважины характеризуется параметрами, соответствующими режиму работы скважины от 06.01.12 (на штуцере 4 мм): депрессия на пласт 1,2 атм, дебит жидкости 30,3 м³/сут, плотность жидкости 0,8175 г/см³ (817,5 кг/м³), массовая доля воды 0,85%. Таким образом, получается: что дебит жидкости составил 24770 кг/сут, дебит нефти 24559,5 кг/сут или (с учетом плотности нефти в поверхностных условиях 821 кг/м³) 29,9 м³/сут. Объемная обводненность составит 1,3%, а дебит воды 0,4 м³/сут. Дебит газа на тот момент составлял 1,3 тыс. м³/сут, соответственно газовый фактор составлял около 44 м³/м³.

Для оценки остаточного фактора сопротивления необходимо знать расход пластовых флюидов через трещины. Как известно, при пересчете на горизонтальную плоскость средняя линейная густота трещин составляет 2,3 м⁻¹ при средней раскрытости около 300 мкм [2]. При депрессии 10,5 атм дебит жидкости на скважине составляет 165,5 м³/сут. При длине горизонтального ствола 1084 м количество трещин пересекаемых скважиной составляет примерно 2494 шт. Будем считать, что расход между ними распределяется равномерно. Тогда на одну трещину приходится расход 0,066 м³/сут или 46,1 см³/мин. Площадь поперечного сечения такой единичной трещины составляет около $2,9 \cdot 10^{-4}$ м². В трещине, использовавшейся в фильтрационных экспериментах, площадь поперечного сечения составляла $5,4 \cdot 10^{-6}$ м². То есть, в пересчете на параметры трещины расход составлял бы 0,86 см³/мин. Вот для данного расхода будем определять факторы остаточного сопротивления для предлагаемых составов.

Также будем полагать, что прорыв воды или газа происходит только в указанном интервале 3520 – 3580 м, а из оставшейся части горизонтального ствола поступает безводная нефть.

Чтобы оценить эффективность водоизоляции, рассчитаем снижение дебита пластовых флюидов после РИР. Будем полагать, что вода либо газ поступают в скважину только в месте прорыва (в рассматриваемом случае – из интервала 3520-3580 м), а нефть при этом поступает равномерно по все длине горизонтального ствола. При проведении ремонта на скважине дебиты флюидов из различных интервалов пласта по возможности должны определяться по данным расходомерии. Совокупный набор параметров, для которых производился расчет, представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для проведения расчетов по скважине Юр202

Наименование показателя	Значение показателя
Депрессия на пласт до РИР, атм	10,5
Депрессия на пласт после РИР, атм	10,5
Протяженность области изоляции, м	80
Объемная доля трещин в пласте, д.ед.	0,2
Дебит жидкости до РИР, м ³ /сут	165
Длина горизонтальной части, м	1084
Обводненность до РИР, д.ед	0,432
Дебит газа до РИР, м ³ /сут	75200
Дебит нефти до РИР, м ³ /сут	76,9
Радиус скважины по долоту, м	0,1524
Расход в модельной трещине, см ³ /мин	0,86
Плотность нефти, г/см ³	0,821
ГФ при нормальной эксплуатации, м ³ /м ³	44
Обводненность при нормальной эксплуатации, д.ед	0,013

Для оценки максимальной обводненности и максимального ГФ после РИР проведем расчет дебита воды и газа в предположении, что они прорываются через экран тампонажного состава.

Из таблицы 11 (см. Приложение В) видно, что дебит нефти после РИР при применении любых из перечисленных составов практически одинаков. С

точки зрения изоляции водопритока, наиболее эффективны полимер-дисперсный состав и селективный состав на углеводородной основе, однако, разница в дебите жидкости после РИР для других составов незначительна. Отсюда следует вывод, что выбор материала для водоизоляции должен проводиться с учетом стоимости и необходимых объемов материалов.

Что касается изоляции газа, наиболее высокая эффективность будет достигнута с использованием ПАА с органическим сшивателем и полимер-дисперсного состава. Отсюда можно сделать вывод, что при одновременной изоляции водо- и газопритока в описанной выше ситуации и если позволяет раскрытость трещин, на скважине 202 Юрубчено-Тохомского месторождения имеет смысл отдать предпочтение полимер-дисперсному составу в объеме не менее 156 м^3 ($1,56 \text{ м}^3/\text{м}$) с учетом протяженности экрана 1,62 м.

4.3 Изоляция прорыва воды в скважине Юр235

Эффективная длина горизонтального ствола скважины Юр235 составляет 1076 м (2815-3891 м) (рисунок 9). Диаметр скважины по долоту 153,4 мм. Толщина нефтенасыщенной зоны составляет 49 м, расстояние от горизонтального ствола до подошвы пласта 14 м. Экстраполяционное пластовое давление на глубине замера 206,7 атм (рисунок 10). Дебиты и обводненность при различных режимах работы представлены таблице 12.

Рассмотрим ситуацию, при которой прорыв воды или газа наблюдается, например, из интервала 2815-2865 м по стволу. Так как участок прорыва находится в ближней к адаптеру части горизонтального ствола целесообразно использовать отсекающий пакер или ВБС для защиты продуктивной части пласта. Также будем полагать, что прорыв воды или газа происходит только в указанном интервале, а из оставшейся части горизонтального ствола поступает водонефтяная смесь с минимальной обводненностью, соответствующей нормальной работе скважины.

Информация о размере трещин в области прорыва воды или газа нет, поэтому будем рассматривать все варианты составов, предусмотренные матрицей (рисунок 4).

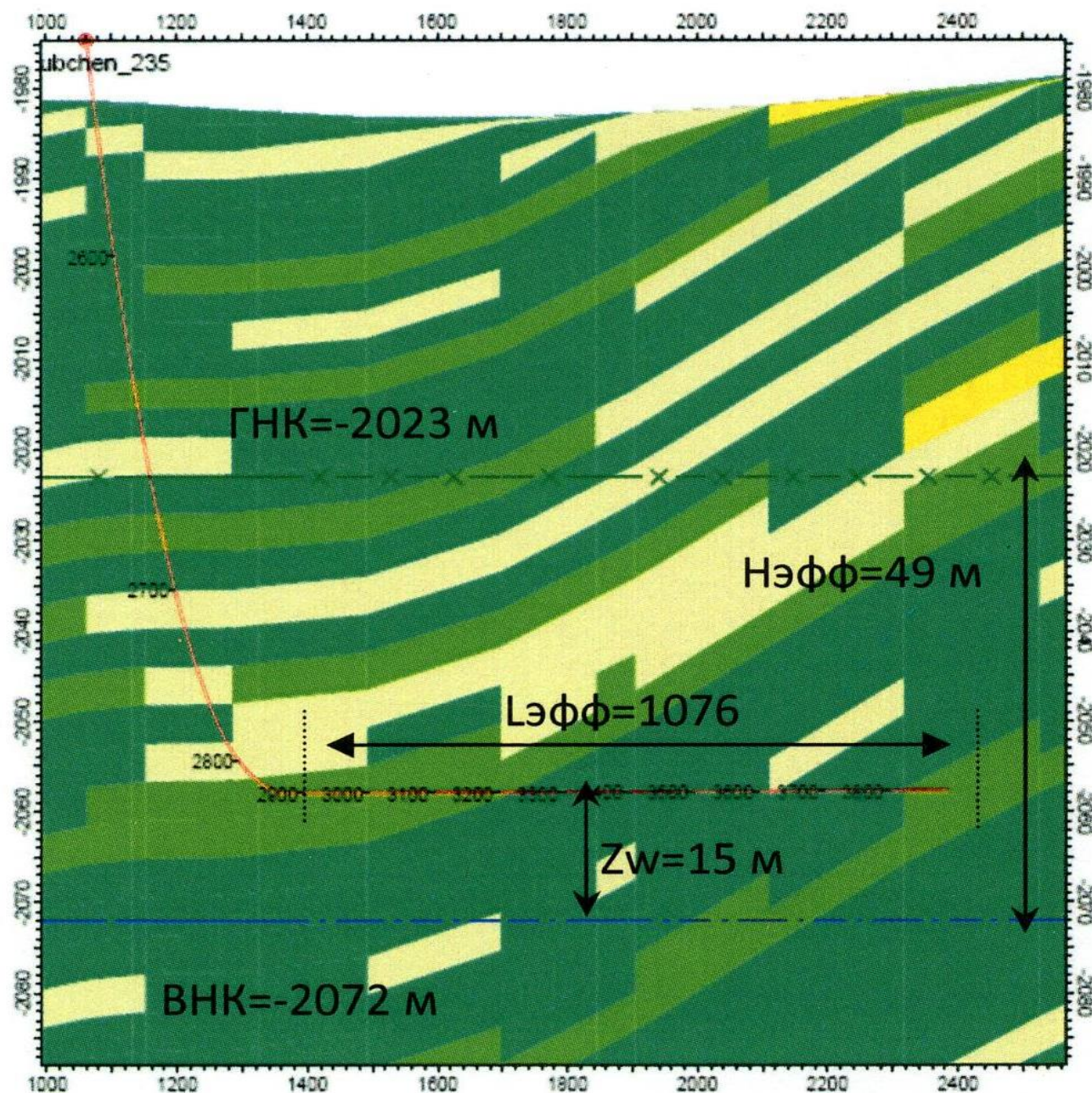


Рисунок 9 – Профиль скважины 235 Юрубчено-Тохомского месторождения [8]

Таблица 12 – Результаты исследований скважины 235 Юрубчено-Тохомского месторождения методом установившихся отборов [8]

Диаметр штуцера, мм	Забойное давление на верхние дыры перфорации, кгс/см ²	Депрессия, кгс/см ²	Дебит нефти, м ³ /сут	Обводненность, %	Коэффициент продуктивности по жидкости, $\frac{\text{ст. м}^3}{\text{сут} \times \frac{\text{кгс}}{\text{с}^2}}$	Коэффициент продуктивности по нефти, $\frac{\text{ст. м}^3}{\text{сут} \times \frac{\text{кгс}}{\text{с}^2}}$
6	205,1	9,9	57,9	13,6	6,8	5,8
4	209,7	5,3	30,0	6,3	6,0	5,7
2	211,9	3,1	11,0	0,8	3,6	3,5
2	211,9	3,1	11,7	0,3	3,8	3,7
2	212,0	3,0	7,7	0,3	2,6	2,6
2	212,1	2,9	6,8	0,4	2,3	2,3
3	211,6	3,4	25,8	0,7	7,6	7,5
3	211,5	3,5	26,0	1,4	7,6	7,5
4	211,5	3,5	39,4	3,6	11,8	11,4
4	211,6	3,4	40,2	3,3	12,1	11,7
5	211,2	3,8	60,3	3,2	16,3	15,8
5	211,2	3,8	61,3	1,9	16,4	16,1
6	209,8	5,2	77,3	3,0	15,4	14,9
6	210,2	4,8	63,7	8,1	14,5	13,3
7	209,1	5,9	81,8	15,9	16,5	13,9
7	208,8	6,2	91,2	12,3	16,9	14,8
8	205,1	9,9	115,3	14,8	13,6	11,6
8	207,1	7,9	138,5	1,1	17,7	17,5
8	204,3	10,7	127,3	6,3	12,7	11,9
8	204,1	10,9	114,3	18,5	12,8	10,5
8	203,7	11,3	113,8	17,8	12,2	10,1
10	193,1	21,9	196,9	14,5	10,5	9,0
10	185,7	29,3	162,7	19,4	6,9	5,6
10	185,6	29,4	164,5	20,3	7,0	5,6

Таким образом, необходимо рассмотреть ПАА с органическим сшивателем, высокомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем, низкомолекулярный ПАА с неорганическим сшивателем, полимер-дисперсный состав и селективный состав на углеводородной основе.

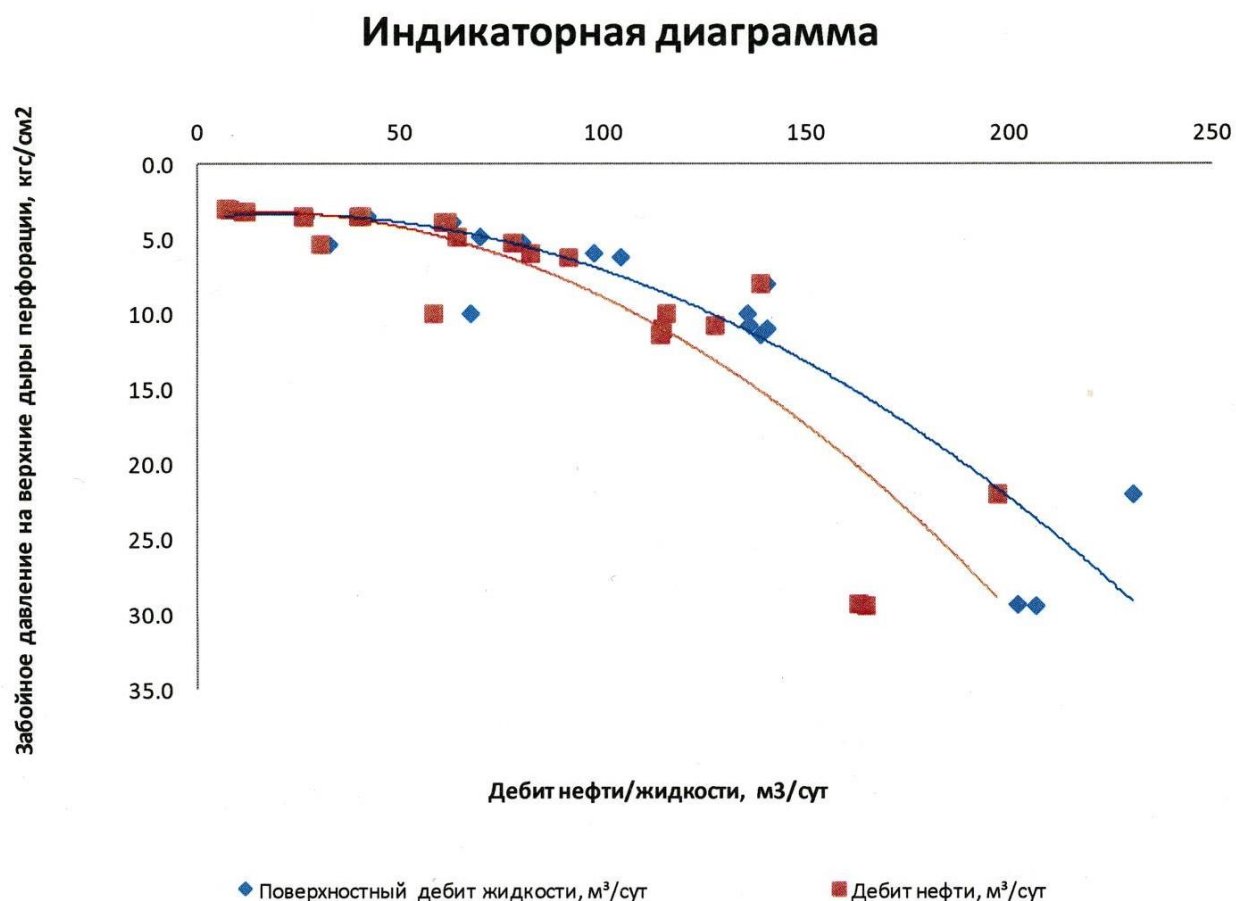


Рисунок 10 – Индикаторная диаграмма скважины 235 Юрубчено-Тохомского месторождения в координатах забойное давление на середину перфораций (кгс/см²) – дебит нефти м³/сут [8]

Для оценки нормальной работы скважины выберем режим, при котором значение обводненности невелико. К примеру, будем считать, что нормальный режим работы скважины характеризуется параметрами, соответствующими

режиму работы скважины на штуцере 4 мм: депрессия на пласт 3,4 атм, дебит нефти 40,2 м³/сут, обводненность 3,3%.

Для оценки остаточного фактора сопротивления необходимо знать расход пластовых флюидов через трещины. Как известно, при пересчете на горизонтальную плоскость средняя линейная густота трещин составляет 2,3 м⁻¹ при средней раскрытости около 300 мкм [2]. При депрессии 29,4 атм дебит жидкости на скважине составляет 164,5 м³/сут. Тогда дебит воды составляет 5,6 м³/сут, а дебит жидкости около 170 м³/сут. При длине горизонтального ствола 1076 м количество трещин пересекаемых скважиной составляет примерно 2475 шт.

Будем считать, что расход между ними распределяется равномерно. Тогда на одну трещину приходится расход 0,069 м³/сут или 47,9 см³/мин. Площадь поперечного сечения такой единичной трещины составляет около 2,9·10⁻⁴ м². В трещине, использовавшейся в фильтрационных экспериментах, площадь поперечного сечения составляла 5,4·10⁻⁶ м². То есть, в пересчете на параметры трещины расход составлял бы 0,89 см³/мин. Для полученного расхода будем определять факторы остаточного сопротивления для предлагаемых составов.

Чтобы оценить эффективность водоизоляции, рассчитаем снижение дебита пластовых флюидов после РИР. Будем полагать, что вода либо газ поступают в скважину только в месте прорыва. В рассматриваемом случае – из интервала 2815-2865 м. При проведении ремонта на скважине дебиты флюидов из различных интервалов пласта должны определяться по данным расходомерии.

В качестве данных после обводнения будем использовать данные испытаний скважины. Как можно видеть, в ходе исследования с увеличением депрессии на пласт обводненность продукции возрастала до 20,3%. Максимальные значения обводненности были получены на штуцере 10 мм, то есть на максимальной депрессии 28,5 атм. Дебит жидкости при этом составлял

164,5 м³/сут. Совокупность параметров, использовавшихся для проведения расчета по скважине Юр235, представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные для проведения расчетов по скважине 235

Наименование показателя	Значение показателя
Депрессия на пласт до РИР, атм	28,5
Депрессия на пласт после РИР, атм	28,5
Протяженность области изоляции, м	50
Относительный объем трещин в пласте, д.ед.	0,18
Дебит жидкости до РИР, м ³ /сут	170
Длина горизонтальной части, м	1076
Обводненность до РИР, д.ед	0,203
Дебит нефти до РИР, м ³ /сут	164,5
Радиус скважины по долоту, м	0,1524
Расход в модельной трещине, см ³ /мин	0,89
Плотность нефти, г/см ³	0,821
Обводненность при нормальной эксплуатации, д.ед	0,013

Расчеты дебитов пластовых флюидов после РИР проводились в предположении, что водоизолирующий экран окажется неустойчивым, то есть рассматривался худший вариант (таблица 14).

Из таблицы 14 видно, что дебит нефти после РИР при применении любых из перечисленных составов практически одинаков. С точки зрения изоляции водопритока применение любого состава в сущности приводит к одному и тому же результату.

Отсюда следует вывод, что выбор материала для водоизоляции должен проводиться с учетом стоимости и необходимых объемов материалов. Как вариант, в описанной выше ситуации и если позволяет раскрытость трещин, на скважине 235 Юрубчено-Тохомского месторождения имеет смысл отдать предпочтение полимер-дисперсному составу в объеме не менее 70 м³ (1,4 м³/м) с учетом протяженности экрана 1,43 м.

Таблица 14 - Результат расчета необходимого объема составов для скважины 235 Юрубчено-Тохомского месторождения

Состав	Критический градиент по нефти, атм/м	Критический градиент по воде, атм/м	Критический градиент по газу, атм/м	Остаточный фактор сопротивления по нефти	Остаточный фактор сопротивления по воде	Минимальный радиус экрана для изоляции воды, м	Минимально необходимый объем состава (вода), м ³	Дебит нефти после РИР, т/сут	Дебит воды после РИР, т/сут	Обводненность после РИР, %
ПАА с органическим сшивателем	0	3	0	14	215	9,5	2632		5,5	2,8
Высокомолекулярный ПАА с неорганиче-ским сшивателем	0	13	0	6	100	2,19	155	158,1	5,7	2,9
Низкомолекулярный ПАА с неорганиче-ским сшивателем	0	9	0	6	99	3,17	311	158	5,7	2,9
Полимер-дисперсный состав	0	20	6,5	4	2061	1,43	70	158,8	5,4	2,7
Селективный состав на углеводородной основе	0	160		10	2300	0,18	3	157,7	5,4	2,7

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения данной магистерской работы получены следующие результаты.

1. Согласно проведенному анализу мирового опыта проведения газо- и водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах, на скважинах применяются цементы и микроцементы, составы на основе ПАА различной степени сшивки, суперабсорбент, полимер-дисперсные композиции, пеногелевые композиции, безводные пены.

2. Лабораторные исследования показали, что преимущество в выборе следует отдавать составам, обладающим высокими факторами остаточного сопротивления по ограничиваемой фазе (вода, газ), а также имеющим по ней высокий критический градиент давления, и не имеющим такового по нефти:

- для изоляции водопритока составу Бонпак и аналогичным селективным составам на углеводородной основе; полимер-дисперсному составу в исследованной рецептуре и аналогичным составам, составам на основе ПАА в исследованных рецептурах и аналогичным составам;

- для изоляции газопритока полимер-дисперсному составу в исследованной рецептуре и аналогичным составам, составам на основе ПАА в исследованных рецептурах и аналогичным составам (в меньшей степени).

3. Предложена методика расчета требуемого объема тампонажного состава, исходя из ФЕС пласта, характеристик скважины и свойств тампонажного состава. Для трех скважин Юрубчено-Тохомского месторождения (одной вертикальной и двух горизонтальных) приведены варианты обработок различными составами с целью водо- и газоизоляции.

Проведенные исследования являются основой для проведения опытно-промышленных работ на скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения для изоляции водо- и газопроявлений.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВБС	– временно блокирующий состав
ВНК	– водонефтяной контакт
ГДИ	– гидродинамические исследования скважин
ГИС	– геофизические исследования скважин
ГНК	– газонефтяной контакт
ГРП	– гидроразрыв пласта
ГФ	– газовый фактор
ЗГ	– “звнящие” гели
ММ	– молярная масса
ОЗЦ	– ожидание затвердевания цемента
ОПР	– опытно-промышленные работы
ОСП	– органически сшитый полимер
ПАА	– полиакриламид
ПАВ	– поверхностно-активное вещество
ПЗП	– призабойная зона пласта
ПЭИ	– полиэтиленимин
РИР	– ремонтно-изоляционные работы
СГ	– степень гидролиза
СПС	– сшитый полимерный состав
ТМ	– тампонажный материал
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
ЭК	– эксплуатационная колонна

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения / Н. М. Кутукова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – Т. 11. – С. 4-7.
2. Информационный отчет «Изоляция прорывов воды и газа в добывающих скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения». Этап 2. – Уфа, 2013. – 90 с.
3. Информационный отчет «Изоляция прорывов воды и газа в добывающих скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения». Этап 3. – Уфа, 2013. – 46 с.
4. Информационный отчет: проведение гидродинамических исследований с целью уточнения геологического строения и оценки подвижных запасов нефти в пределах Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Этапы 2.12; 2.14. – Красноярск, 2012. – 36 с.
5. Информационный отчет: проведение гидродинамических исследований с целью уточнения геологического строения и оценки подвижных запасов нефти в пределах Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Этапы 2.10; 2.11. – Красноярск, 2011. – 23 с.
6. Отчет «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка)» в 4 т. – Т.1. – Кн. 2. Табличные приложения. – Красноярск, 2003.
7. Информационный отчет: проведение гидродинамических исследований с целью уточнения геологического строения и оценки подвижных запасов нефти в пределах Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. Этапы 2.4; 2.5; 2.6. – Красноярск, 2011. – 31 с.

8. Системная оптимизация проектных решений для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения / И. С. Афанасьев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №6. – С. 10-13.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
« ____ » _____ 2017 г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации

Студенту Корниенко Роману Дмитриевичу

Группа НМ15-05М

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов
23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Тема выпускной квалификационной работы: «Исследования по использованию тампонажных составов на полимерной основе при ремонтно-изоляционных работах в скважинах (на примере Юрубчено-Тохомского месторождения)».

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР доцент кафедры РЭНГМ, канд. техн. наук А.А. Азеев

Исходные данные для ВКР: тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ АО «Востсибнефтегаз», фондовая и периодическая литература, электронные ресурсы, пакет информации по геологической характеристике Юрубчено-Тохомского месторождения.

Перечень разделов ВКР:

1. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов в скважинах с трещиноватыми коллекторами.
2. Результаты фильтрационных исследований.
3. Расчет необходимого объема составов.
4. Разработка дизайна для скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

Научный руководитель _____ доцент, к.т.н. А.А. Азеев
подпись, дата

Задание принял к исполнению _____ Р.Д. Корниенко
подпись, дата

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

ОТЗЫВ

На выпускную работу Корниенко Романа Дмитриевича

на тему «Исследования по использованию тампонажных составов на полимерной основе при ремонтно-изоляционных работах в скважинах (на примере Юрубчено-Тохомского месторождения)».

Выпускная работа представлена на 61 странице.

1. Актуальность проведенного исследования: в выпускной работе проводится исследование актуальных проблем, имеющих прикладное значение.
2. Оценка предлагаемых решений:
 - 2.1. Преимущества предлагаемых решений: превосходят известные технологии.
 - 2.2. Недостатки предлагаемых решений: требуется проработка технико-экономического обоснования технологии, представленной в работе.
3. Теоретическая и практическая значимость: изложены проблемы, изучены существующие методы решения проблем, модернизированы существующие методики, практическое значение подтверждается.
4. Качество оформления: работа выполнена в соответствии требованиям методических указаний.
5. Оценка Рецензента: представленная выпускная работа оценивается на отлично, а его автор заслуживает присуждения степени магистра по направлению «эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов».

Руководитель ВКР

подпись, дата

к.т.н., доцент

А.А. Азеев

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

РЕЦЕНЗИЯ

На выпускную работу Корниенко Романа Дмитриевича

на тему «Исследования по использованию тампонажных составов на полимерной основе при ремонтно-изоляционных работах в скважинах (на примере Юрубчено-Тохомского месторождения)».

Выпускная работа представлена на 61 странице.

1. Актуальность проведенного исследования: в выпускной работе проводится исследование актуальных проблем, имеющих прикладное значение.
2. Оценка предлагаемых решений:
 - 2.1. Преимущества предлагаемых решений: превосходят известные технологии.
 - 2.2. Недостатки предлагаемых решений: требуется проработка технико-экономического обоснования технологии, представленной в работе.
3. Теоретическая и практическая значимость: изложены проблемы, изучены существующие методы решения проблем, модернизированы существующие методики, практическое значение подтверждается.
4. Качество оформления: работа выполнена в соответствии требованиям методических указаний.
5. Оценка Рецензента: представленная выпускная работа оценивается на отлично, а его автор заслуживает присуждения степени магистра по направлению «эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов».

Рецензент: Латковский Виталий Владимирович, мастер ЦРЭТ, ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

В.В. Латковский

подпись, дата



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ НА
ПОЛИМЕРНОЙ ОСНОВЕ ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ В
СКВАЖИНАХ (НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Выполнил: студент группы
НМ15-05М

Р. Д. Корниенко

Руководитель: кандидат
технических наук

А. А. Азеев

Красноярск 2017



Актуальность темы

Одним из главных лимитирующих факторов при разработке нефтяных оторочек является опасность прорыва газового конуса и конуса воды, что приводит к обводненности и загазовыванию продукции скважины. При этом дебиты скважины по нефти, как правило, достаточно быстро убывают во времени.

В настоящее время существует проблема эффективности водо- и газоизоляционных работ в горизонтальных и вертикальных скважинах в карбонатных пластах, которая связана преимущественно с недостаточной изученностью сложного строения трещиноватого коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения.



Цель работы

Целью работы является исследование и применение различных тампонажных составов в условиях трещиноватых коллекторов при водо- и газопитоке в нефтяной добывающей скважине.



Рейтинг составов для водоизоляции

Состав	Способность к формированию протяженных экранов	Целесообразность применения при высоких поглощениях	Технологические сроки формирования изоляционного экрана при низких температурах	Необходимость дополнительного оборудования	Стоимость реагентов	Итого
Цемент	4	4	2	1	1	11
ПАА с неорганическим сшивателем	1	2	2	2	1	8
ПАА с органическим сшивателем	1	2	1	2	2	8
Гели с докреплением цемента	1	2	2	2	1	8
Полимер-дисперсные композиции	2	2	2	2	1	9
Пенно-гелевая композиция	2	1	2	3	2	10
Микроцемент на углеводородной основе	3	3	2	1	3	12
						4

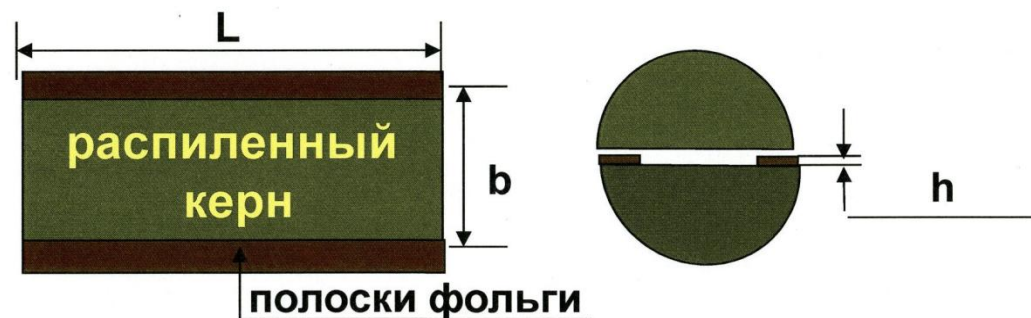


Рейтинг составов для газоизоляции

Состав	Способность к формированию протяженных экранов	Целесообразность применения при высоких поглощениях	Технологические сроки формирования изоляционного экрана при низких температурах	Необходимость дополнительного оборудования	Стоимость реагентов	Итого
Пеноцемент	4	2	1	2	2	11
ПАА с неорганическим сшивателем	1	2	2	2	1	8
ПАА с органическим сшивателем	1	2	1	2	2	8
Полимер-дисперсные композиции	2	2	2	2	1	9
Пенно-гелевая композиция	2	1	2	3	2	10
КОС	1	4	2	1	3	11
						5



Фильтрационные исследования



Геометрия модели идеальной трещины:
 $L=12,2$ см, $b=1,8$ см, $h=0,3$ мм,
 $V=0,66$ см³, ориентация – горизонтальная

Условия:

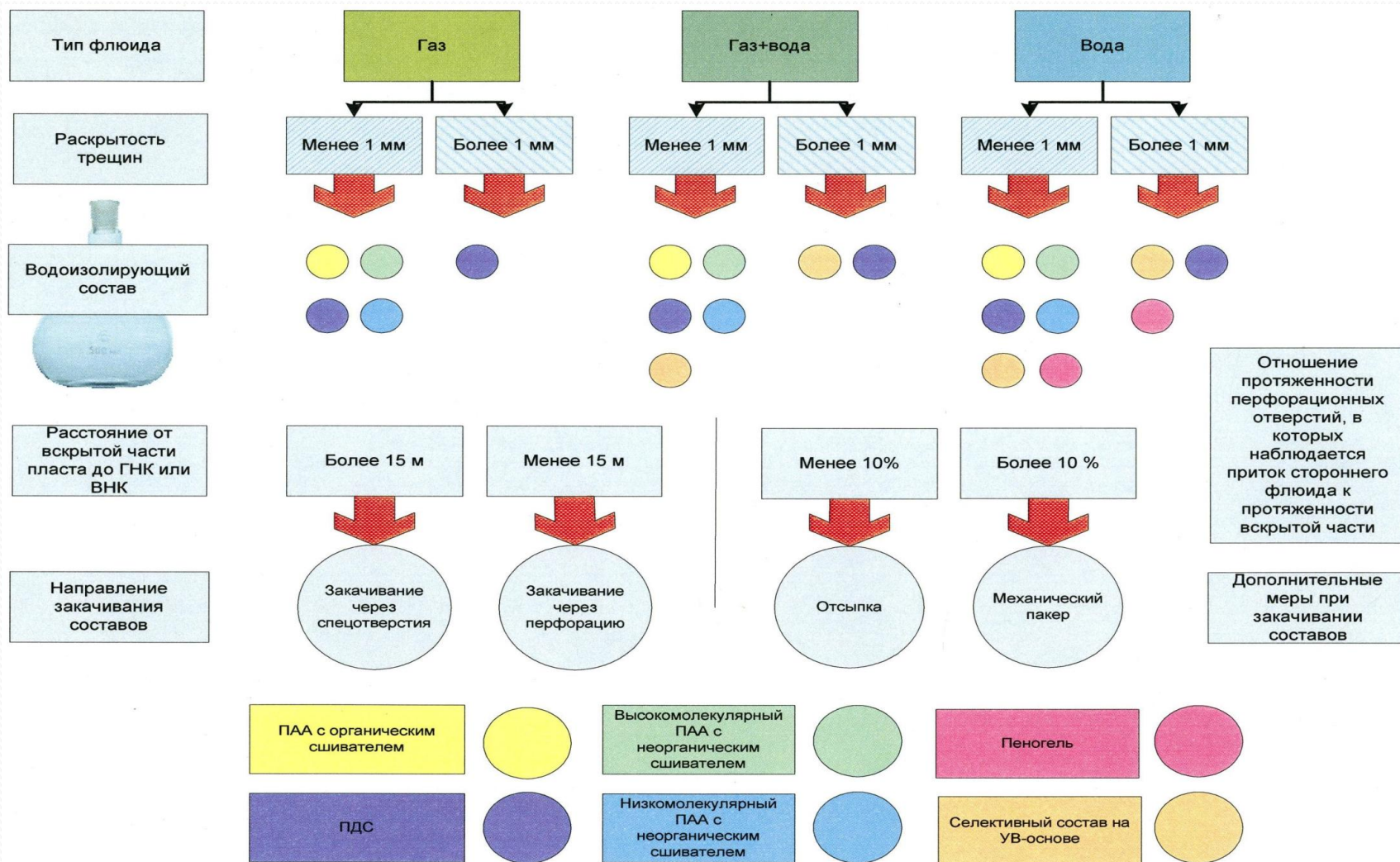
- пластовое давление – 8 МПа (вода, нефть); 0,1 МПа (газ)
- горное давление – 16 МПа (вода, нефть); 8 МПа (газ)
- пластовая температура – 25 °С
- минерализация пластовой воды 186,2 г/л
- нефть Ю-Т м/р

Порядок проведения:

- 1) фильтрация воды, нефти или газа
- 2) заполнение трещины тампонажным составом, выдержка в статических условиях в течение 24 часов для гелеобразования
- 3) фильтрация воды, нефти или газа, определение момента выноса тампонажного состава и фактора остаточного сопротивления

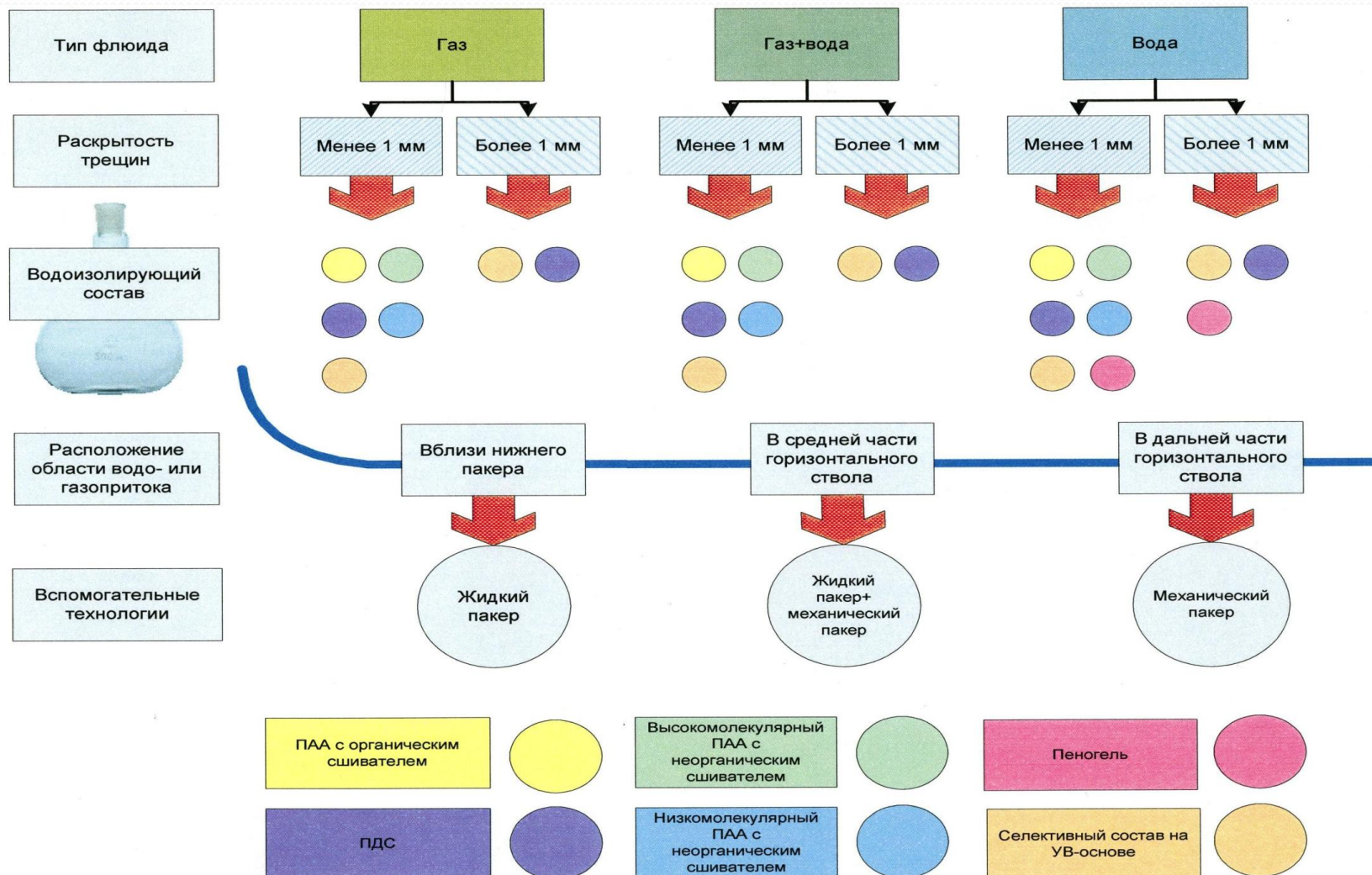


Матрица технологий РИР по изоляции газо-водопритоков в вертикальных скважинах





Матрица технологий РИР по изоляции газо-водопритоков в горизонтальных скважинах





Расчет объема тампонажного состава

1. Движение состава только по трещинам.
2. Фронт состава формирует цилиндр.
3. Объем состава в вертикальной скважине определяется как

$$V = \pi(r_y^2 - R_w^2) [2(r_y - R_w) \operatorname{tg} \varphi + l_p] m_f$$

r_y - радиус экрана

R_w - радиус скважины по долоту

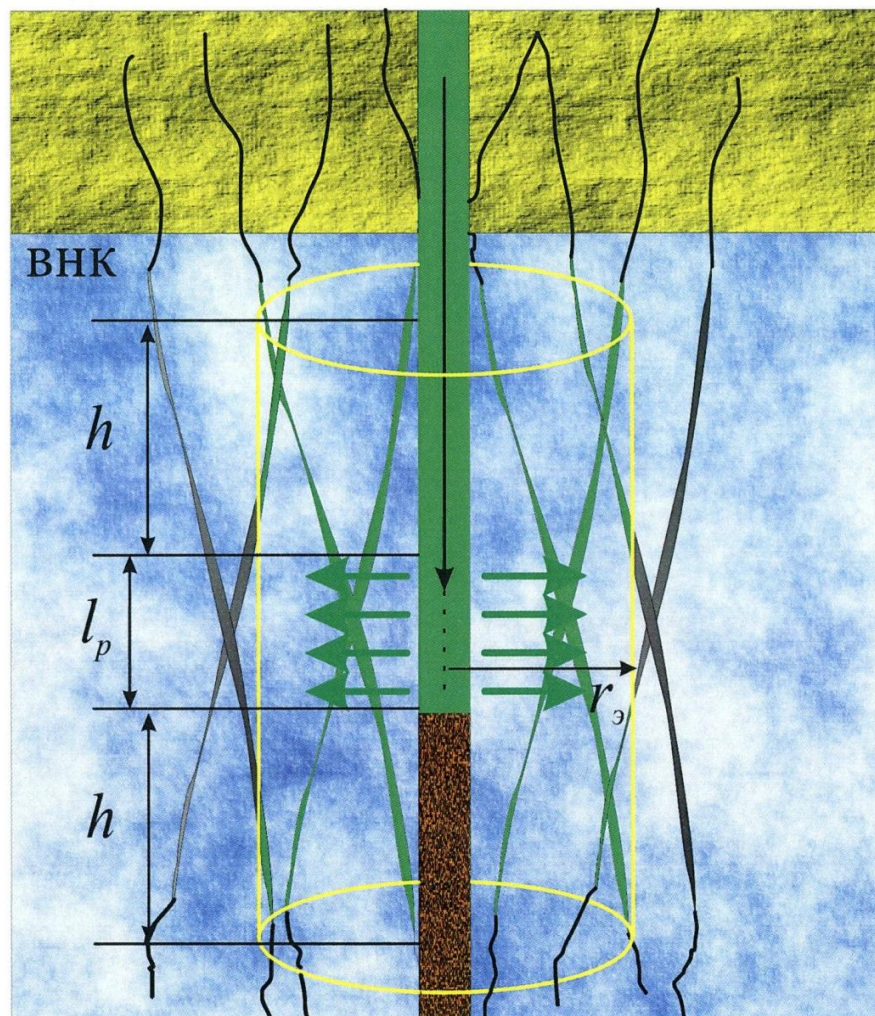
φ - средний угол падения трещин
в пределах Юрубченской залежи

l_p - протяженность интервала закачивания составов

m_f - относительный объем трещин в пласте

4. Объем состава в горизонтальной скважине определяется как

$$V = \pi(r_y^2 - R_w^2) l_p m_f$$





Результат изоляции водо- и газопритока на скважине Юр202 с применением полимер-дисперсного состава

Протяженность области изоляции, м		80	
Длина горизонтальной части, м		1084	
Объемная доля трещин в пласте, %.		20	
Депрессия на пласт до РИР, атм	10,5	Депрессия на пласт после РИР, атм	10,5
Дебит воды до РИР, м ³ /сут	165	Дебит воды после РИР, м ³ /сут	2
Обводненность до РИР, %	43,2	Обводненность после РИР, %	2,2
Дебит газа до РИР, м ³ /сут	75200	Дебит газа после РИР из области изоляции, м ³ /сут	4258
Дебит нефти до РИР, м ³ /сут	76,9	Дебит нефти после РИР,	72,7 ₁₁



Заключение

- Исследования показали, что преимущество в выборе следует отдавать составам, обладающим высокими факторами остаточного сопротивления по ограничиваемой фазе (вода, газ), а также имеющим по ней высокий критический градиент давления и не имеющим такового по нефти.
- Предложена методика расчета требуемого объема тампонажного состава, исходя из ФЕС пласта, характеристик скважины и свойств тампонажного материала.



Спасибо за внимание!